

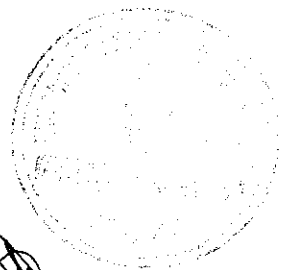
Deloitte

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

**ГОДИШЕН ДОКЛАД ЗА ДЕЙНОСТТА,
ДОКЛАД НА НЕЗАВИСИМИЯ
ОДИТОР И
ГОДИШЕН ФИНАНСОВ ОТЧЕТ**

31 декември 2009

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА



ГОДИШЕН ДОКЛАД ЗА ДЕЙНОСТТА

ЗА 2009

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ДОКЛАД
за ДЕЙНОСТТА и УПРАВЛЕНИЕТО
на

“БУЛГАРТРАНСГАЗ” ЕАД

през 2009 година

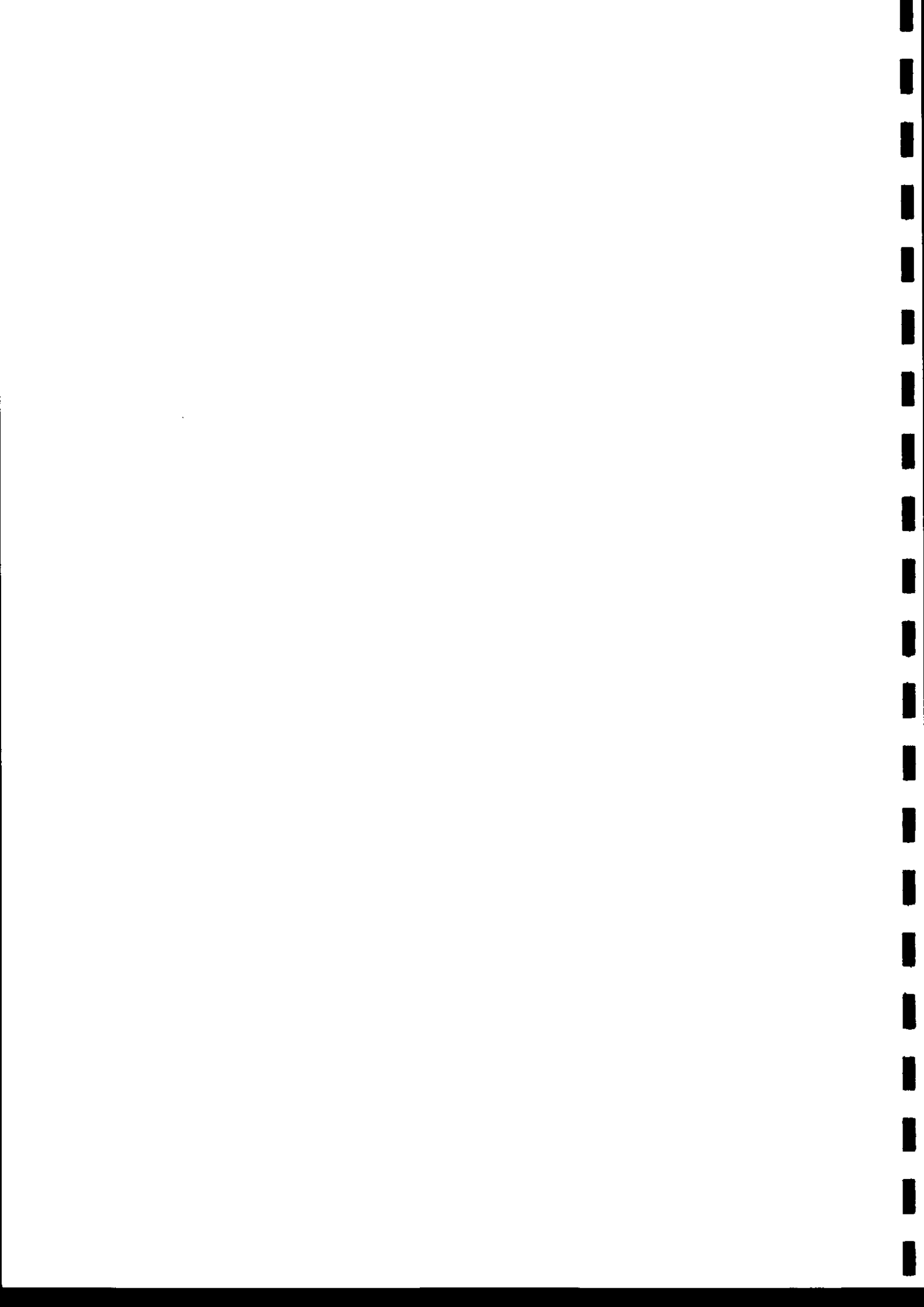


ВЯРНО С ОРГИНАЛА

СЪДЪРЖАНИЕ:

I. АНОТАЦИЯ	4
II. АНАЛИЗ НА ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКИТЕ РЕЗУЛТАТИ.....	7
III. ОСНОВНИ ФИНАНСОВИ ПОКАЗАТЕЛИ.....	22
IV. ПРОИЗВОДСТВЕНА ДЕЙНОСТ	25
V. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	26
VI. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА ПРЕЗ 2009 Г.....	31
1. РАЗМЕР НА ПЛАНИРАНИ И УСВОЕНИ ИНВЕСТИЦИИ	32
2. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ И УСВОЕНИ СРЕДСТВА ПО ПРОГРАМИ	33
2.1. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ ОТ ПРОГРАМА ЗА ПРЕДИНВЕСТИЦИОННА ПОДГОТОВКА	33
2.2. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ ОТ ПРОГРАМИ ЗА ИНВЕСТИЦИИ И ЕКСПЛОАТАЦИОННА ПОДДРЪЖКА	34
2.3. УСВОЕНИ СРЕДСТВА ПО ПРОГРАМИ.....	34
3. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА ВЛОЖЕНИТЕ ПРЕЗ 2009 Г. СРЕДСТВА ПО ЛИЦЕНЗИОННИ ДЕЙНОСТИ	36
4. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА.....	37
4.1. ИЗПЪЛНЕНИ ОСНОВНИ ДЕЙНОСТИ	37
4.2. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ДЕЙНОСТИ ПО ОБЕКТИ.....	39
4.2.1. ОБЕКТИ И ДЕЙНОСТИ С ФИНАЛИЗИРАНО ИЗПЪЛНЕНИЕ ПРЕЗ 2009 Г.	39
4.2.2. ОБЕКТИ И ДЕЙНОСТИ С ПРЕХОДЕН ХАРАКТЕР.....	40
4.2.3. ОБЕКТИ И ДЕЙНОСТИ, ИЗВЪН ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА	41
VII. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА ПО ОБЕКТИ.....	42
1. МАГИСТРАЛНИ И ТРАНЗИТНИ ГАЗОПРОВОДИ.....	42
2. КОМПРЕСОРНИ СТАНЦИИ	45
3. ДИАГНОСТИКА.....	57
4. ЕЛЕКТРОЗАХРАНВАНЕ И ЕЛЕКТРООБОРУДВАНЕ.....	59
5. МЕТРОЛОГИЧНО ОСИГУРЯВАНЕ НА ИЗМЕРВАНЕТО, ГРС, ГИС.....	62
6. ГРС и ГИС.....	63
7. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	66
8. ПРОБЛЕМИ, СВЪРЗАНИ С ПРОИЗВОДСТВЕНАТА ДЕЙНОСТ.....	67

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА



<u>VIII. БАЗА ЗА ТЕХНИЧЕСКО РАЗВИТИЕ И ВНЕДРЯВАНЕ.....</u>	<u>68</u>
<u>IX. ЕКОЛОГИЯ И ОПАЗВАНЕ НА ОКОЛНАТА СРЕДА.....</u>	<u>70</u>
<u>X. ПРОТИВОПОЖАРНА И ПРОИЗВОДСТВЕНО-ТЕХНИЧЕСКА И АВАРИЙНА БЕЗОПАСНОСТ</u>	<u>71</u>
<u>XI. ДИСПЕЧИРАНЕ</u>	<u>74</u>
<u>XII. ПОЛИТИКА ПО ОТНОШЕНИЕ НА ЧОВЕШКИТЕ РЕСУРСИ</u>	<u>75</u>
<u>XIII. ДЕЙНОСТИ, СВЪРЗАНИ С ИНФОРМАЦИОННИТЕ И КОМУНИКАЦИОННИ СИСТЕМИ НА ДРУЖЕСТВОТО</u>	<u>77</u>
<u>XIV. МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО.....</u>	<u>82</u>
<u>XV. ПРОГНОЗА ЗА БЪДЕЩОТО РАЗВИТИЕ НА “БУЛГАРТРАНСГАЗ” ЕАД</u>	<u>83</u>

ВЯРНО С ОРГИНАЛА

I. АНОТАЦИЯ

Наименование, адрес и актуални данни по последна регистрация за Дружеството

“Булгартрансгаз” е еднолично акционерно дружество по смисъла на Търговския закон, регистрирано с решение № 1 от 15.01.2007 г. по ф.д. № 16439/ 2006 г. на Софийски градски съд. Седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. “Люлин” 2, бул. “Панчо Владигеров” № 66, ЕИК 175203478.

Собственост и управление

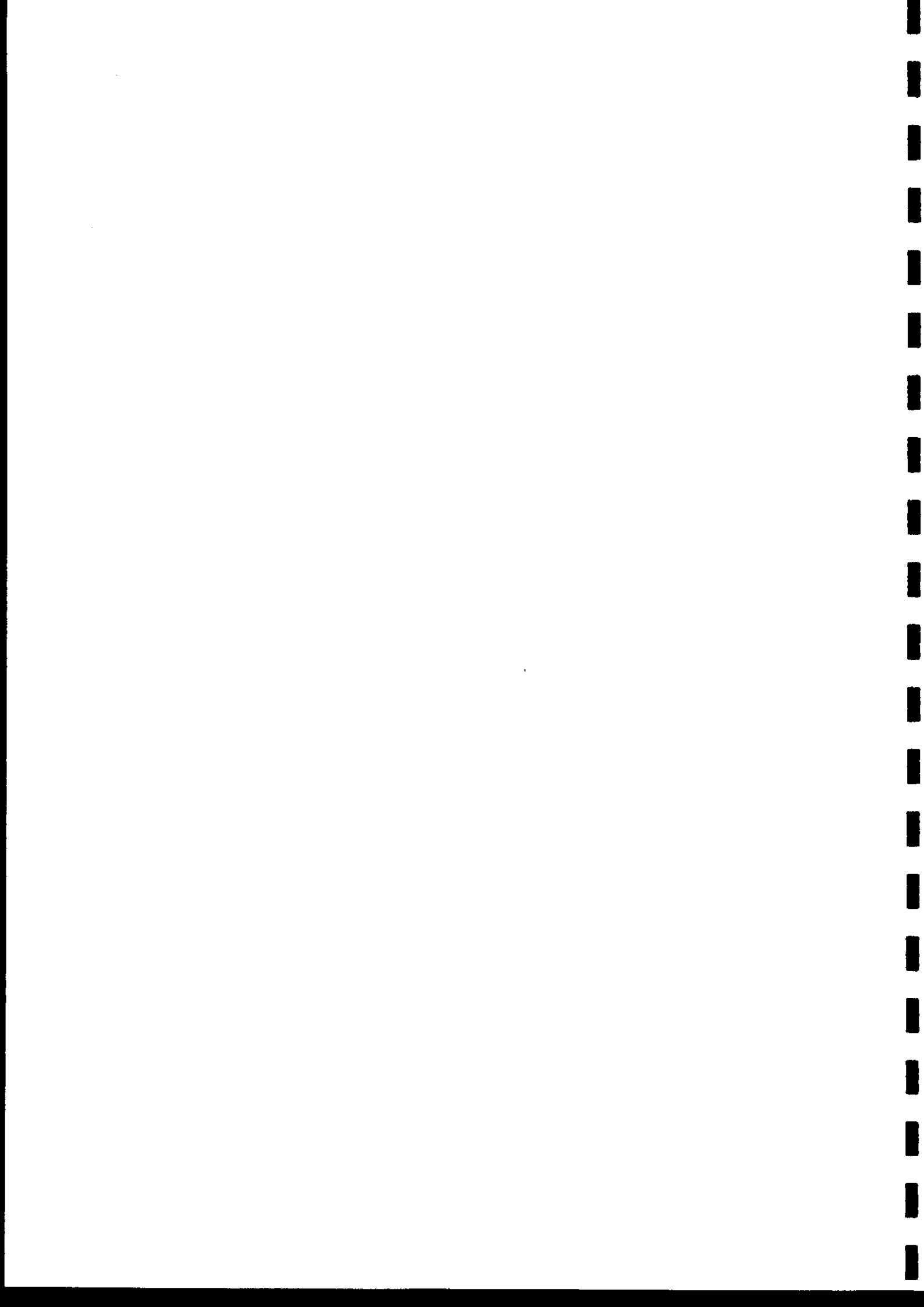
“Булгартрансгаз” ЕАД е учредено с неопределен срок от време, с капитал 731 312 990 лева, разпределен в 731 312 990 поименни акции с номинална стойност 1 лев всяка. Едноличен собственик на капитала е „Български Енергиен Холдинг” ЕАД (“БЕХ” ЕАД). Дружеството се управлява от тричленен Съвет на директорите и се представлява от Изпълнителен директор.

Кратко описание на дейността на Дружеството

„Булгартрансгаз” ЕАД е комбиниран газов оператор. По смисъла на чл. 39, ал. 1 от Закона за енергетиката, “Булгартрансгаз” ЕАД притежава лицензии, издадени от регулаторния орган ДКЕВР, за (1) *пренос на природен газ*; (2) *съхранение на природен газ*; и (3) *транзитен пренос на природен газ*. „Булгартрансгаз” ЕАД отговаря за:

- единното управление и надеждното функциониране на газопреносната мрежа;
- поддържането на баланса между вноса, добива и потреблението на природен газ;
- преноса на природен газ по газопреносната мрежа при спазване на изискванията за качество и отчитането му;
- осигуряването на оптимален режим на работа на преносната мрежа при извършване на дейностите пренос и транзитен пренос на природен газ;
- поддържането на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа;
- развитието на газопреносната мрежа в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването;
- равнопоставеността на потребителите при преноса на природен газ;
- поддържането, експлоатацията, управлението и развитието на Подземно газово хранилище (ПГХ) “Чирен”; и
- администрирането на сделките с природен газ и организацията на

ВЕРНО С ОРИГИНАЛА
Стр. 4/87



балансирането на пазара на природен газ.

Освен лицензионните дейности, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва (1) врязване под налягане; (2) стопел операции; (3) проектиране на газови инсталации и съоръжения; (4) отдаване под наем на свободни от технологични нужди тъмни оптични влакна от магистрални кабели за ползване от телекомуникационни оператори, притежаващи разрешения от Комисията за регулиране на съобщенията по Закона за електронните съобщения; (5) изпълнение на строително-монтажни работи по част „Технологична“ на газови инсталации и съоръжения за други инвеститори на базата на регистрация и членство на „Булгартрансгаз“ ЕАД в Камарата на строителите.

Клонове на дружеството

Дружеството не разполага с клонове по смисъла на чл. 17 от Търговския закон.

С цел по – висока ефективност и координация при осъществяване на своята дейност, в рамките на организационната структура на Дружеството влизат и шест регионални звена. Те са част от Главно Управление „Техническа експлоатация“.

- Северозападен експлоатационен район Ботевград;
- Североизточен експлоатационен район Вълчи дол;
- Югоизточен експлоатационен район Стара Загора;
- Югозападен експлоатационен район Ихтиман;
- Ремонтна база Ботевград;
- Подземно газохранилище (ПГХ) Чирен;

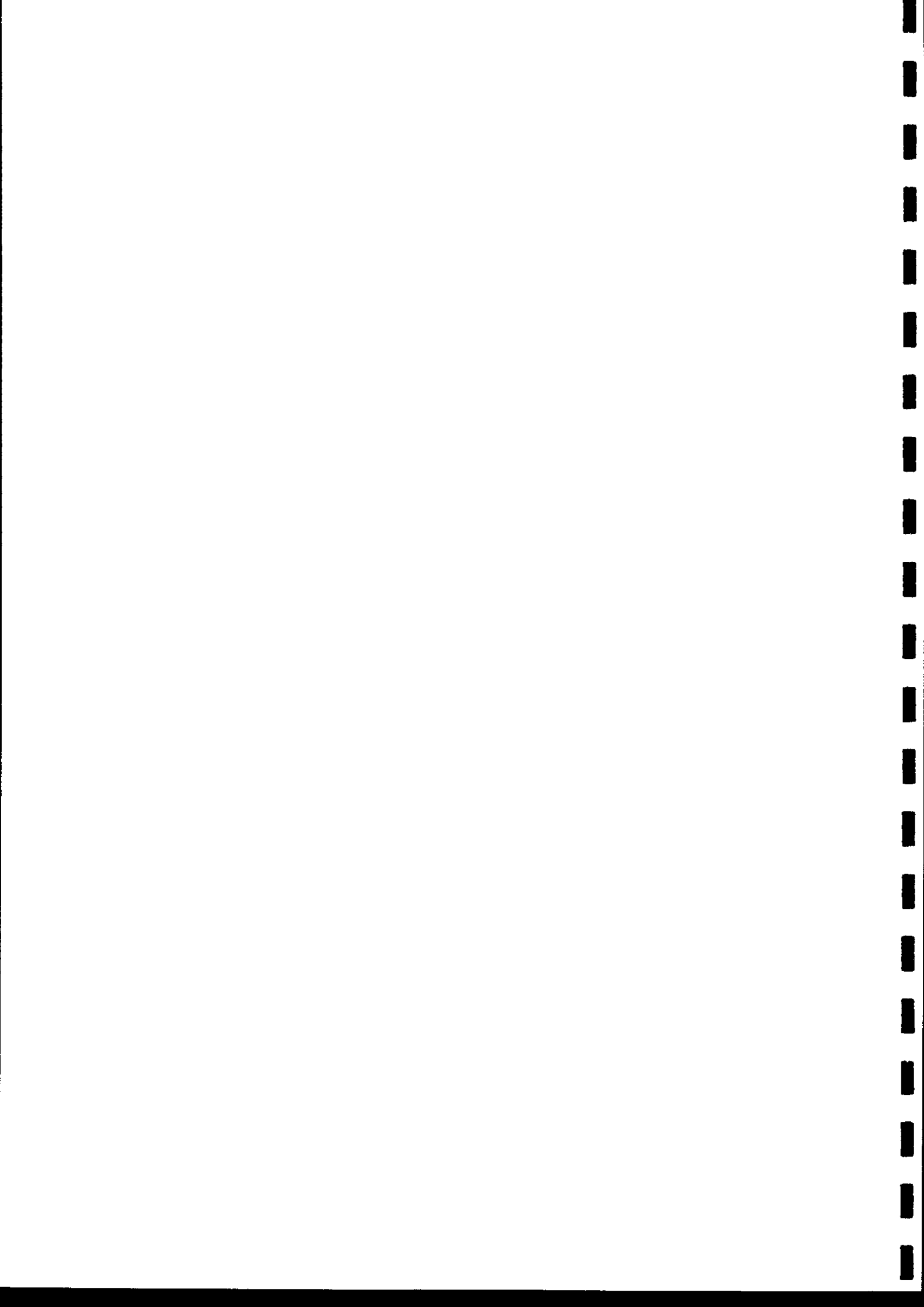
Регулация на дейността

Дейностите по пренос, транзитен пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са държавно регулирани и се извършват въз основа на издадените лицензи. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в областта.

Текущото наблюдение върху дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включващо анализ и оценка на информацията за отчетните резултати, както и периодични регулаторни прегледи, се осъществява от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР). Цените за пренос и съхранение на природен газ са регулирани и се формират съгласно изискванията на „Наредба за регулиране на цените на природния газ“ и приетите с Протоколно решение на ДКЕВР „Указания за образуване на цени за пренос на природен газ и за съхранение на природен газ и за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването“. С решение на ДКЕВР № Ц-001 от 10.02.2005 г. са утвърдени цени за пренос и съхранение на природен газ, които са в сила от 01.03.2005 г., както следва:

- цена за пренос на природен газ по газопрееносната мрежа – 19.73 лв./ 1000 м³,

ВЯРНО С ОПРИИНАЛА



без ДДС. Тарифата за пренос е тип "пощенска марка" – т.е. еднаква за цялата територия на страната и не зависи от разстоянието;

- цена за съхранение на природен газ – 2.49 лв./ 1000 м³/ месец, без ДДС.

Цената за транзитен пренос на природен газ не е регулирана и е определена с подписаното през декември 2006 г. Допълнение № 11 към дългосрочен Договор с ООО "Газпром экспорт" № 643/ 00157629/ 210215 от 27.04.1998 г. Допълнителното споразумение е в сила до 2030 г.

За отчетния период няма данни за сключени договори, съгласно чл.240б от Търговския закон.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

II. АНАЛИЗ НА ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКИТЕ РЕЗУЛТАТИ

През 2009 г. са настъпили следните промени в структурата на приходите и разходите на Дружеството:

- от 01.01.2009 г. "Булгартрансгаз" ЕАД получава цялата такса за транзитен пренос на природен газ. През 2008 г. таксата е разделена между "Булгаргаз" ЕАД и "Булгартрансгаз" ЕАД;
- от 01.01.2009 г. природният газ за технологични разходи за транзитен пренос, получаван безвъзмездно от "Газпром экспорт", се осчетоводява от "Булгартрансгаз" ЕАД, като се записва едновременно като разход и приход в отчета за всеобхватния доход. Счетоводното отразяване на безвъзмездния горивен газ не променя финансовия резултат на Дружеството, но увеличава приходите и оперативните разходи. За целите на анализа, с цел коректно сравнение на резултатите с 2008 г., стойността на горивния газ (56 970 хил. лв.) е изключена от приходите и разходите за 2009 г.

През периода от 01.01.2009 г. до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира следните финансово-икономически резултати:

В структурата на приходите, най-голям е дялът на приходите от транзитиран природен газ – 146 909 хил. лв., следва този от пренос – 47 216 хил. лв., от съхранение в размер на 8 909 хил. лв., както и други приходи – 9 515 хил.лв., предимно от неустойки. В рамките на приходите от дейността се осчетоводява и безвъзмездия горивен газ за транзитен пренос, в размер на 56 970 хил. лв.



ВЪРНО С ОРИГИНАЛА			
	2008	2009	изменение

Приходи от транзитен пренос	66 417	146 909*	121.19 %
Приходи от пренос	70 007	47 216	-32.56 %
Приходи от съхранение	6 257	8 909	42.38 %
Общо приходи от лицензионни дейности	142 681	203 034	42.30%

*** Забележка:** От началото на 2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получава цялата такса за транзитен пренос на природен газ.

Приходите от пренос на природен газ през 2009 г. са намалели с над 32 % спрямо 2008 г., което се дължи главно на настъпилата финансово-икономическа криза, която оказва съществено негативно влияние върху индустрията в България – главният потребител на природен газ. Също така, влияние върху потреблението от страна на топлофикационните дружества, другият основен потребител на природен газ, оказаха сравнително високите зимни температури, които доведоха до намаляване на топлоподаването и съответно – на потреблението на газ.

Приходите от транзитен пренос на природен газ се покачват значително през 2009 г. – със 121 %, въпреки че транзитираните количества природен газ са намалели с 26 %. Това се дължи на два основни фактора: (1) от началото на 2009 г. целият приход от транзитните такси се получава от „Булгартрансгаз“ ЕАД и (2) съгласно сключения дългосрочен договор, цената на транзитния пренос се определя преобладаващо за капацитет, което намалява флукуацията на приходите при намаление на транзитираните количества.

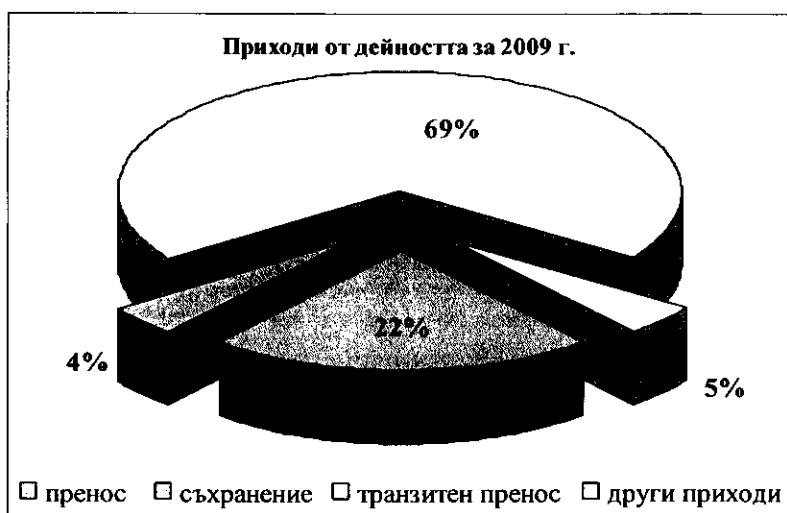
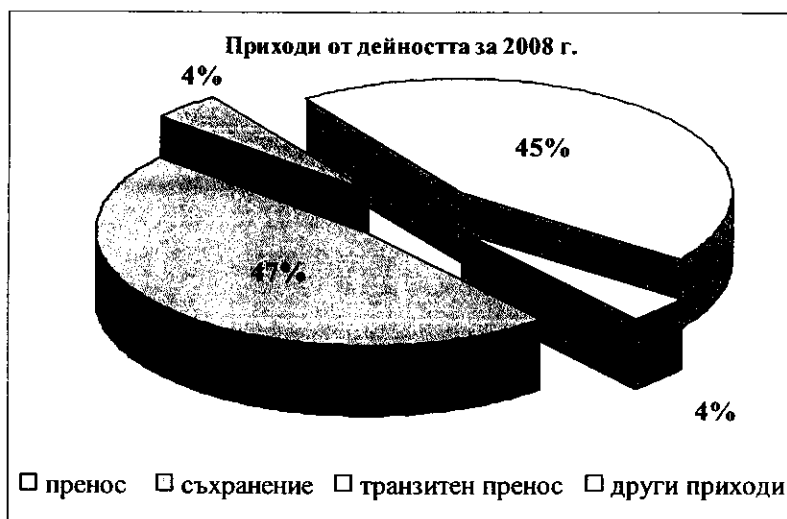
От друга страна, съхранените количества природен газ през 2009 г. са се увеличили с 42% спрямо 2008 г., основно поради газовата криза през м. януари 2009 г. В тази връзка капацитетът на ПГХ „Чирен“ бе използван по-пълноценно през 2009 г., с цел осигуряване на възможности за реакция при евентуално спиране на доставките.

Делът на приходите от лицензионните дейности – транзитен пренос, пренос и съхранение на природен газ в общите приходи на Дружеството е следният:

	2008	2009*
Приходи от транзитен пренос	44.75%	69.06%
Приходи от пренос	47.17%	22.19%
Приходи от съхранение	4.22%	4.19%

*** Забележка:** от общите приходи за 2009 г. е изключена стойността на природния газ за технологични нужди за транзитен пренос, получаван безвъзмездно от „Газпром экспорт“ (56 970 хил. лв.), с цел коректно сравнение с резултатите за 2008 г.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

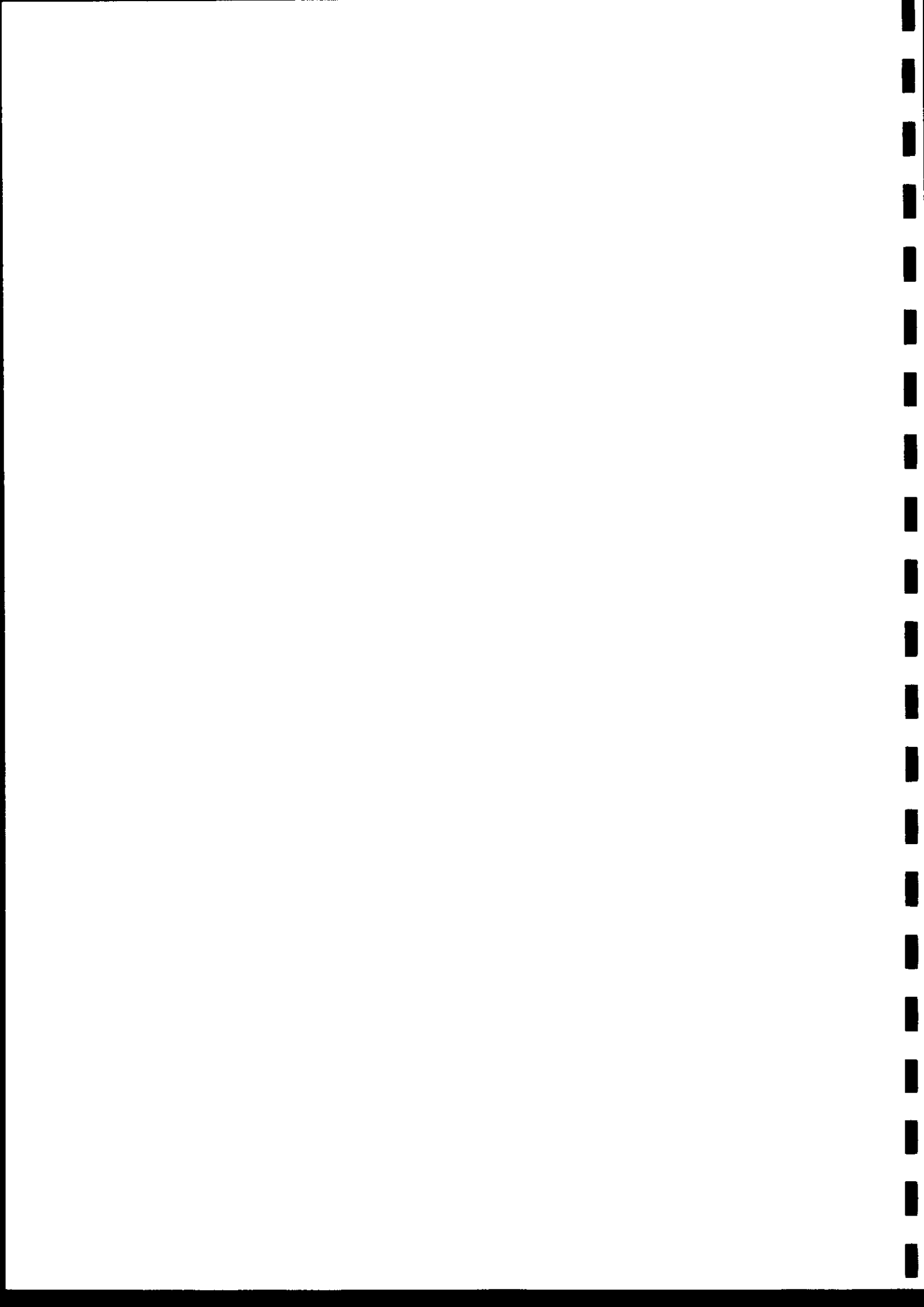


Оперативните разходи за 2009 г. са 170 395 хил. лв., с 35 095 хил. лв. повече от 2008 г., но в тях е включена стойността на безвъзмездния горивен газ за транзитен пренос – 56 970 хил. лв.

Разходите по икономически елементи са следните:

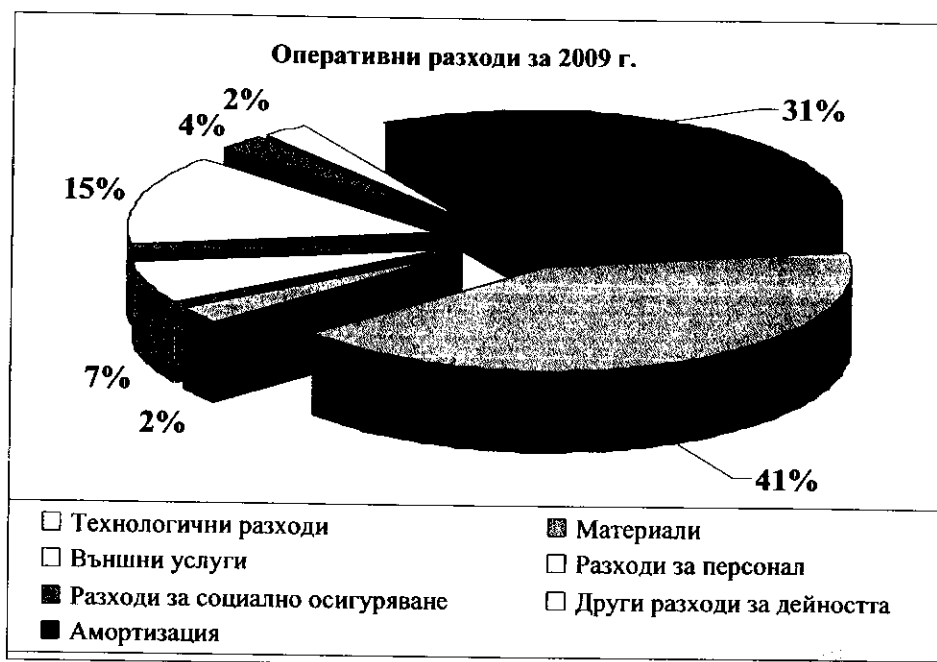
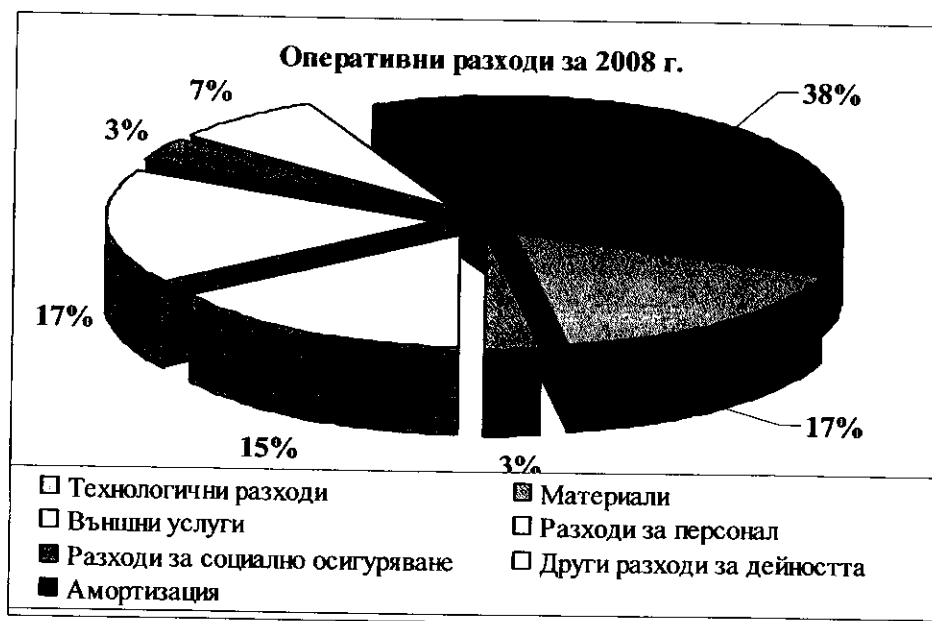
в хил. лв.

Оперативни разходи	2008	2009	изменение
Технологични разходи	22 622	70 700	212.53%
Материали	3 782	3 864	2.17%
Външни услуги	20 737	11 320	-45.41%
Амортизации	51 242	52 526	2.51%
Разходи за персонала	22 407	25 143	12.21%
Разходи за социално осигуряване	4 582	4 272	-6.77%
Други разходи за дейността	9 928	2 570	-74.11%
Общо:	135 300	170 395	25.94%



Като се изключи безвъзмездният горивен газ от технологичните разходи, оперативните разходи на дружеството за 2009 г. са 113 425 хил. лв., със 16.17% по-ниски в сравнение с 2008 г.

Процентното разпределение на разходите по икономически елементи (включително безвъзмездният горивен газ за технологични нужди) от общите разходи на Дружеството е следното:



ВЯРНО С ОРИГИНАЛА
Смп. 10/87

Структурата на разходите по икономически елементи е следната:

○ **Технологични разходи**

Разходи	% от общите разходи 2008	% от общите разходи 2009
Технологични разходи	16.72%	41.49%

Повишението на технологичните разходи през 2009 г. спрямо 2008 г. се дължи на осчетоводяването на безвъзмездния горивен газ за транзитен пренос едновременно като технологичен разход и приход.

Технологични разходи	2008		2009		% изменение
	К-во (хил. м³)	Стойност (хил. лв.)	К-во (хил. м³)	Стойност (хил. лв.)	
Транзитен пренос *		0	166 536	56 970	---
Пренос	52 466	20 812	24 701	11 793	- 43.34%
Съхранение	4 463	1 810	3 977	1 937	7.02%
Общо пренос и съхранение: *	56 929	22 622	195 214	13 730	-39.31%

** Забележка: в стойността на общите технологични разходи за 2009 г. не са включени разходите за транзитен пренос, с цел съпоставимост с резултатите от 2008 г.*

Технологичните разходи за пренос на природен газ са намалели с 43.34 % през 2009 г., което се дължи на предприетите мерки за ограничаване на технологичните загуби до нива под 0.8 % от пренесените количества.

○ **Разходи за материали**

През 2009 г. разходите за материали са се увеличили с 82 хил. лв. спрямо 2008 г., но техният дял в общите оперативни разходи на дружеството е намалял от 2.80% на 2.27%, което се дължи на увеличението на оперативните разходи, следствие счетоводното записване на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ.

Разходите за материали съдържат две основни пера – разходи за основни и разходи за спомагателни материали, като около 1/3 от разходите са за основни материали, а останалите за спомагателни.

Процентното разпределение на перата в разходите за материали за 2009 г. е следното:

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Стр. 11/87

Разходи за материали (хил. лв.)	Стойност	% от общите разходи
Основни материали	1 322	34.21%
Горива и смазочни материали	1 096	28.36%
Стопански инвентар	456	11.80%
Канцеларски материали, консумативи, санитарни и други материали	454	11.75%
Разходи МПС (управленски)	146	3.78%
Други	390	10.09%
Общо:	3 864	100.00%

○ **Разходи за външни услуги**

През 2009 г. разходите за външни услуги намаляват с 45.41% спрямо 2008 г., като делът им в общите разходи намалява от 15.33% на 6.48%. Намалението главно е следствие от промените в договора за управление и контрол, сключен с "Български енергиен холдинг" ЕАД, съгласно който таксата за управление е намалена на 602 хил. лв./ година при над 9 700 хил. лв. за 2008 г. (8% от приходите от лицензионни дейности за предходната година). Също така, през 2009 г. са намалели разходите за наем – от 2 506 хил. лв. на 947 хил. лв., разходите за електроенергия – от 2 477 хил. лв. на 1 715 хил. лв., както и разходите за абонаментен сервиз и поддръжка.

Процентното разпределение на перата в разходите за външни услуги за 2009 г. е следното:

Разходи за външни услуги (хил. лв.)	стойност	% от общите разходи
Ел.енергия	1 715	15.15%
Консултантски	1 677	14.81%
Охрана	1 597	14.11%
Застраховки	1 326	11.71%
Инспекция на газопроводи и ремонти	1 247	11.02%
Наеми	947	8.37%
Такса управление	602	5.32%
Други	2 209	19.51%
Общо:	11 320	100.00%

ВЯРНО С РАБОТНИ ЛИСТА

○ **Разходи за амортизации**

Разходите за амортизации са се повишили с 1 284 хил. лв. през 2009 г. (от 51 242 хил. лв. на 52 526 хил. лв.), като делът им в оперативните разходи на дружеството е намалял от 37.87% на 30.83%.

○ **Разходи за персонал, социални надбавки и социално осигуряване**

Разходите за персонал, социални надбавки и социално осигуряване са се повишили през 2009 г. с 8.99% спрямо 2008 г. Това се дължи на увеличението на социалните разходи по Колективен трудов договор, както и на увеличението на минималната работна заплата за страната (която е база за изчисление на месечните възнаграждения на служителите в дружеството) от 220 лв. през 2008 г. на 240 лв. през 2009 г.

През 2009 г. разходите за персонал и социални осигуровки са следните:

Разходи за персонал (хил. лв.)	стойност	% от общите разходи
Разходи за заплати	16 022	54.47%
Разходи по КТД	7 816	26.57%
Разходи за социално осигуряване	4 272	14.52%
Обезщетения	1 305	4.44%
Общо:	29 415	100.00%

○ **Други разходи**

През 2009 г. Други разходи за дейността намаляват със 74.11 % спрямо 2008 г., като са едва 1.51% от общите оперативни разходи на дружеството. Процентното разпределение на перата в другите разходи за 2009 г. е следното:

Други разходи (хил. лв.)	стойност	% от общите разходи
Загуби от обезценка	1 185	46.11%
Командировки	842	32.76%
Брак на материални запаси, липси, кражби	201	7.82%
Щети от застрахователно събитие	190	7.39%
Служебни карти и билети	125	4.86%
Други	27	1.05%
Общо:	2 570	100.00%

Нетни финансови разходи и приходи

Финансовите приходи възлизат на 14 035 хил. лв., от които 1 728 хил. лв. са приходи от лихви и 12 307 хил. лв. – положителни разлики от промяна на валутните курсове.

ВЯЖНО С БУДЖЕТА

Финансовите разходи са в размер на 16 639 хил. лв., като включват отрицателни разлики от промяна на валутните курсове – 16 468 хил. лв., платени лихви по лизинг – 125 хил. лв. и такси за обслужване на разплащателни сметки в банки – 46 хил. лв.

Финансови приходи и разходи (хил. лв.)	2008	2009	% изменение
Финансови приходи	15 879	14 035	-11.61%
Финансови разходи	11 478	16 639	44.96%

През 2009 г. значително се увеличават финансовите разходи, като същевременно финансовите приходи намаляват. Разходите от валутни операции, които са 98.98 % от всички финансови разходи се увеличават с 44.10 % (или 5 040 хил.лв.) спрямо 2008 г. Приходите от валутни операции (87.69% от общите финансови приходи) са намалели с 11.12%. В резултат, нетните финансови приходи, от положителни през 2008 г. (в размер на 4 401 хил.лв.), стават отрицателни през 2009 г. (-2 603 хил.лв.) и са намалели със 159.15%.

Финансови приходи и разходи (хил. лв.)	2008	2009	% изменение
Разходи от валутни операции	-11 428	-16 468	44.10%
Други финансови разходи	-50	-171	242.00%
Приходи от валутни операции	13 846	12 307	-11.12%
Приходи от лихви	2 033	1 728	-15.00%
Нето финансови приходи	4 401	-2 604	-159.17%

Разходите/ приходите от валутни операции представляват положителни или отрицателни курсови разлики при преоценката на валутата, и по-специално на щатския долар.

Делът на Разходите от валутни операции се увеличава през 2009 г., в сравнение с 2008 г. През 2009 г. Разходите от валутни операции представляват 9.66 % от оперативните разходи на Дружеството и 8.81% от общите разходи. От своя страна, приходите от валутни операции намаляват своя дял в общите приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, като през 2009 г. са съответно 4.56% от приходите от оперативна дейност и 4.36 % от общите приходи.

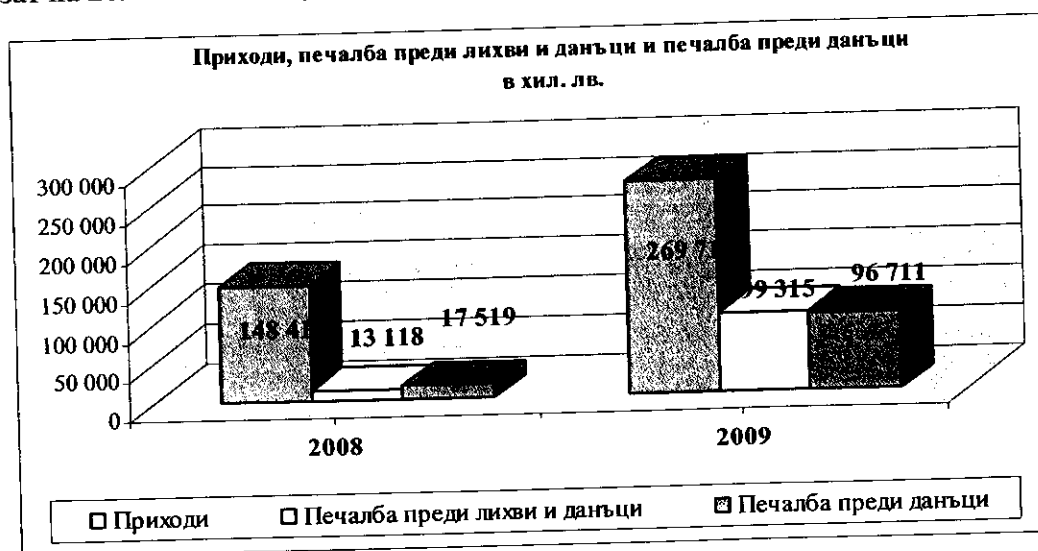
ВЯРНО СЪРЪЧЕНО

Приходи и разходи от валутни операции	2008	2009	изменение
разходи от валутни операции към оперативни разходи	8.45%	9.66%	1.211%
разходи от валутни операции към общо разходи	7.79%	8.81%	1.02%
приходи от валутни операции към приходи от дейността	9.33%	4.56%	-4.77%
приходи от валутни операции към общо приходи	8.53%	4.36%	-4.17%

Ръководството на Дружеството планира да предприеме мерки за оптимизация на финансовите разходи, като главно внимание ще бъде обърнато на управлението на валутния риск.

Финансов резултат

„Булгартрансгаз“ ЕАД отбелязва печалба преди данъци в размер на 96 711 хил. лв. за 2009 г. Печалбата от оперативна дейност е 99 315 хил. лв., като приходите от дейността възлизат на 269 710 хил. лв., а оперативните разходи са в размер на 170 395 хил. лв.



в хил. лв.

	2008	2009	изменение
Печалба от оперативна дейност	13 118	99 315	657.09 %
Приходи от дейността	148 418	212 740*	43.34 %
Оперативни разходи	135 300	113 426*	-16.17 %

* Забележка: „Приходи от дейността“ и „Оперативни разходи“ за 2009 г. не включват стойността на природния газ за технологични нужди за транзитен пренос, получаван безвъзмездно от „Газпром експорт“ (56 970 хил. лв.), с цел коректно сравнение с резултатите за 2008 г.

БЪЛГАРСКО ЕНЕРГЕТИЧНО ДРУЖЕСТВО

Увеличението на печалбата преди лихви и данъци се дължи на увеличението на приходите на Дружеството (главно приходите от транзитен пренос на природен газ) с 81.72% при повишение на оперативните разходи с 25.94%. В следствие, печалбата преди лихви и данъци на дружеството за 2009 г. се е увеличила над 6 пъти спрямо 2008 г.

Основни балансови показатели

Активите на дружеството към 31.12.2009 г., са в размер на 1 436 540 хил. лв. От тях 79.38% са дълготрайни активи. Това са сгради, машини, съоръжения и оборудване и буферен природен газ в ПГХ "Чирен", транзитния и магистралния газопровод. През 2007 г. стойността на буферния газ в ПГХ "Чирен" и газопроводите е заведен като дълготраен актив, като част от него се амортизира за период от 60 г., а останалата част е неамортизируем. Той е специфичен ДА, постоянно количество, което само поддържа използваемостта на хранилището и системата за пренос.

Краткотрайните активи на "Булгартрансгаз" ЕАД към 31.12.2009 г. са в размер на 295 569 хил. лв., 20.58% от активите на Дружеството.

През 2009 г. са предприети действия за намаляване на разходите за природен газ за технологични нужди като през летния сезон, когато цената на природния газ е по-ниска, дружеството закупува от "Булгаргаз" ЕАД определено количество, за да го използва за технологични нужди през зимния период. Поради това, в баланса на "Булгартрансгаз" ЕАД за 2009 г. материалните запаси на природен газ са увеличени със 151.65%.

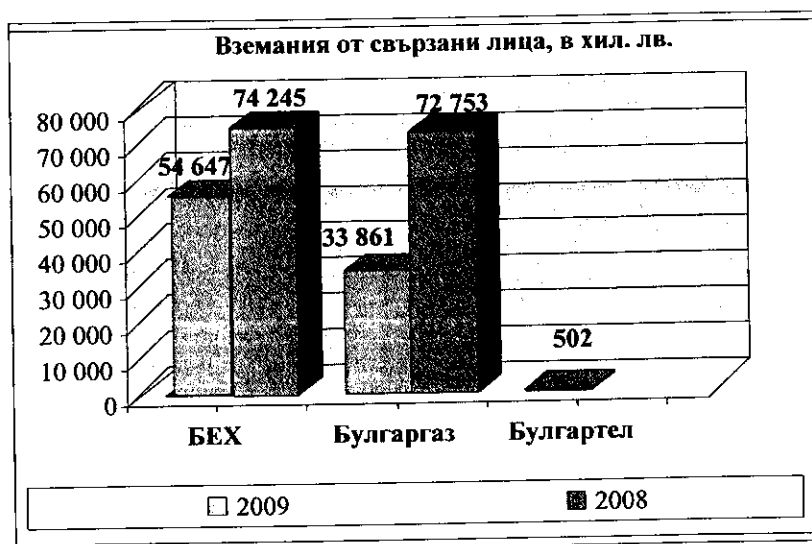
Въпреки това се отбелязва положителна тенденция към намаление на общата стойност на стоково-материалните запаси от 35 537 хил. лв. през 2008 г. на 28 425 хил. лв. през 2009 г. (намаление с 20.01%), като материалните запаси в складовете на Дружеството са намалели с 53.71%.

Търговски и други вземания

Краткосрочните търговски и други вземания на дружеството са 113 244 хил. лв., с 30.66% по-малко от предходната година. Търговските и други вземания включват:

- предоставен депозит на "Български енергиен холдинг" ЕАД за 40 000 хил. щатски долара, чиято легова равностойност към 31.12.2009 г. е 54 564 хил. лв.;
- търговски и други вземания в размер на 24 233 хил. лв.;
- вземания от свързани лица, както следва:

ВЯРНО С СЪСТАВИТЕЛ



Търговски и други задължения

Краткосрочните търговски и други задължения на "Булгартрансгаз" ЕАД към 31.12.2009 г. са 44 229 хил. лв., от които 66.49 % (29 409 хил. лв.) са задълженията към свързани лица. Краткосрочните задължения намаляват с 2.94% спрямо 2008 г., което се дължи на значителното намаление на задълженията към свързани лица – от 33 686 хил. лв. на 29 409 хил. лв. (с 12.70%).



Капитал и резерви

Стойността на капитала, като разлика между активите и пасивите на дружеството, е в размер на 1 328 481 хил. лв., които са разпределени както следва:

- регистриран капитал – 731 313 хил. лв., разделен на 731 312 990 броя акции с право на глас и с номинална стойност 1 (един) лев всяка;
- натрупана печалба – 110 754 хил. лв.;

ВАРНА, 31.12.2009

- резерви – 486 414 хил. лв.

Регистрираният капитал на Дружеството е без промяна спрямо 31.12.2008 г., тъй като през 2009 г. не са придобивани и прехвърляни собствени акции.

Управление на финансовите рискове

Целите на „Булгартрансгаз“ ЕАД играят съществена роля в цялостния процес по отношение на финансовите рискове. Те служат като отправна точка при идентифицирането на рисковете, техния анализ, приоритизиране и противодействие.

Финансовите рискове са свързани с възможностите за осигуряване на необходимите ресурси за изпълнение на планираните задачи. Вероятността от настъпване на евентуални финансови затруднения като недостиг на ликвидни средства за покриване на текущи задължения, ниска събираемост на вземания, валутни флукуации и др. Идентифицираните финансови рискове в „Булгартрансгаз“ ЕАД са:

- Валутен риск;
- Кредитен риск;
- Ликвиден риск;
- Ценови риск.

Валутен риск

Приходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са в лева (от пренос и съхранение на природен газ) и в щатски долари (от транзитен пренос на природен газ). Разходите на Дружеството главно са в лева, евро и щатски долари. Тъй като курсът на българския лев е обвързан към този на еврото и е постоянен, не съществува валутен риск при транзакциите, които са деноминирани в тези валути. Съществува валутен риск при транзакциите в щатски долари, тъй като валутата е с плаващ валутен курс.

Дружеството се предпазва от валутен риск главно чрез хеджиране. Хеджирането е метод за пренасяне (прехвърляне) на риска, при който действията, насочени към намаляване на риска, водят и до отказване от възможна печалба. „Булгартрансгаз“ ЕАД се стреми да ограничи влиянието на валутните рискове.

Кредитен риск

Кредитният риск е рискът едната страна по финансовия инструмент да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитния риск за дружеството се състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Поради това, че вземанията са основно от свързани лица, управлението на кредитния риск е следствие на управлението на финансовите взаимоотношения с тях. Дружеството е изложено на кредитен риск, в случай че клиентите не изплатят своите задължения. Кредитното качество на клиентите се оценява като се вземат предвид финансово състояние, минал опит и други фактори.

Кредитният риск относно пари и парични еквиваленти, се счита за несъществен, тъй като контрагентите са банки с добра репутация и с висока външна оценка на кредитния рейтинг.

Ликвиден риск

Ликвидният риск е рискът Дружеството да не може да изпълни финансовите си задължения, тогава, когато те станат изискуеми. Политиката в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужени задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като бизнесът на компанията е свързан с постоянен пренос и съхранение на природен газ контролът на ликвидния риск се състои главно в:

- Изготвяне на погасителни планове за погасяване на задълженията на длъжници;
- Изискване на гаранции (банкови или под формата на парични средства) за обезпечаване на вземаният;
- Договорните условия да включват клаузи за авансово плащане на услугите;
- Разделяне на контролираните парични средства в няколко банки;
- Обвързване на плащанията с входящия паричен поток.

Ценови риск

Приходите на Дружеството от пренос и съхранение се формират при регулирани от ДКЕВР цени. Основна част от разходите на Дружеството са свързани с цената на закупения от "Булгаргаз" ЕАД природен газ за технологични нужди по преноса и съхранението на природен газ, чиято цена се регулира тримесечно. При изпреварващо нарастване цената на природния газ за технологични нужди, а непроменена цена за пренос и съхранение, е възможно рентабилността на дружеството да намалее.

Дружеството е изложено на риск от промени в цените на услугите по пренос и съхранение на природен газ, утвърждавани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране. Действащите цени за пренос и съхранение са утвърдени през 2005 г. и не са актуализирани до момента. Промяна в цените за пренос и съхранение е

ВЯРНО И СЪВРЕМЕННО

възможна само след мотивирано предложение за актуализация пред ДКЕВР. В тази връзка през 2009 г. влиза в сила извършената през 2008 г. преоценка на дълготрайните активи. Тя е извършена с цел получаване на актуална пазарна стойност, което ще даде възможност на дружеството да формулира и защити икономически целесъобразни цени. С цел да намали чувствителността си към промените в цените на указваните услуги подписания от Дружеството договор за транзит е с фиксирана цена, като е заложена съществена тежест на заявен капацитет за транзит, а не на фактически пренесените количества.

Пазарен риск

Пазарен риск е рискът, че при промяна на макроикономическите показатели, като чуждестранна валута, лихвени проценти или капиталови инструменти ще засегнат дохода на дружеството от финансови инструменти. Целта на управлението на пазарния риск е да се управлява и да се установи контрол над пазарната експозиция при приемливи параметри при оптимизиране на възвръщаемостта.

Компанията предприема периодични анализи върху макроикономическата среда в страната и задълбочен анализ на специфичните макро-показатели, които се представят на Съвета на директорите.

Съвет на директорите

Съставът на Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД през 2009 г., е бил както следва:

От 01.01.2009 г. до 04.03.2009 г.:

Ангел Георгиев Семерджиев – Изпълнителен директор и член на СД

Александър Костов Петров,

Христо Дженов Казанджиев

Евгени Жечев Попов

Мичо Дочев Райковски

От 04.03.2009 г. до 15.05.2009 г.

Ангел Георгиев Семерджиев – Изпълнителен директор и член на СД

Атанас Съйков Съйков

Евгени Жечев Попов

Мичо Дочев Райковски

ВЯРНО ПОДПИСАНО

От 15.05.2009 г. до 28.09.2009 г.

Ангел Георгиев Семерджиев – Изпълнителен директор и член на СД

Атанас Съиков Съиков

Евгени Жечев Попов

Мичо Дочев Райковски

Николай Иванов Кратунов

От 28.09.2009 г.

Иван Кирилов Дреновички – Изпълнителен директор и член на СД

Евгени Жечев Попов

Атанас Съиков Съиков

Възнагражденията, получени общо през 2009 г. от членовете на Съвета на директорите, са следните:

Име	Период	Сума
Ангел Георгиев Семерджиев	01.01.2009 – 28.09.2009	83 126.77
Иван Кирилов Дреновички	28.09.2009 – 31.12.2009	27 190.34
Атанас Съиков Съиков	04.03.2009 – 31.12.2009	27 191.43
Александър Костов Петров	01.01.2009 – 04.03.2009	9 248.57
Христо Дженов Казанджиев	01.01.2009 – 04.03.2009	9 248.57
Мичо Дочев Райковски	01.01.2009 – 28.09.2009	32 004.29
Евгени Жечев Попов	01.01.2009 – 31.12.2009	35 000.00
Николай Иванов Кратунов	15.05.2009 – 28.09.2009	17 190.92
Общо:		240 200.89

ВЯРНО СЪДЪРЖИ

III. ОСНОВНИ ФИНАНСОВИ ПОКАЗАТЕЛИ

Показатели за ликвидност

Ликвидността показва способността на фирмата да извършва своите текущи разплащания.



Показателят обща ликвидност показва, че към 31.12.2009 г. краткосрочните средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД са 6.59 пъти повече от краткосрочните задължения. В сравнение с предходната 2008 г., показателят обща ликвидност показва увеличение с над 50%. Това се дължи на факта, че през 2009 г. краткосрочните активи се увеличават с около 45.33 %, докато краткосрочните задължения намаляват с около 4 %.

Показателят за бърза ликвидност (quick ratio), изолиращ влиянието на краткотрайните материални активи, показва, че краткосрочните средства надвишават задълженията на дружеството в краткосрочен план 5.95 пъти. От диаграмата е видно, че по отчетни данни към 31.12.2009 г. показателят за бърза ликвидност се увеличава с 64.65 % в сравнение с 2008 г.

Абсолютната ликвидност на „Булгартрансгаз“ ЕАД, отчитаща отношението на паричните средства и техните еквиваленти спрямо краткосрочните задължения, е 3.43, като се увеличава с 3 415.09 % спрямо 2008 г.

Значителното повишение на показателите за ликвидност на дружеството се дължи главно на увеличението на краткосрочните активи, и по-специално на паричните средства и техните еквиваленти. От 4 258 хил. лв. към 31.12.2008 г. те се повишават 35 пъти и достигат 153 450 хил. лв. към 31.12.2009 г.

От показателите за ликвидност е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД не би имал проблем да покрие краткосрочните си задължения, дори и ако за целта използва единствено наличните си парични средства и техните еквиваленти, тъй като тяхната стойност надвишава над 3 пъти стойността на краткосрочните задължения на дружеството.

ВЯРНО СЪДЪРЖА



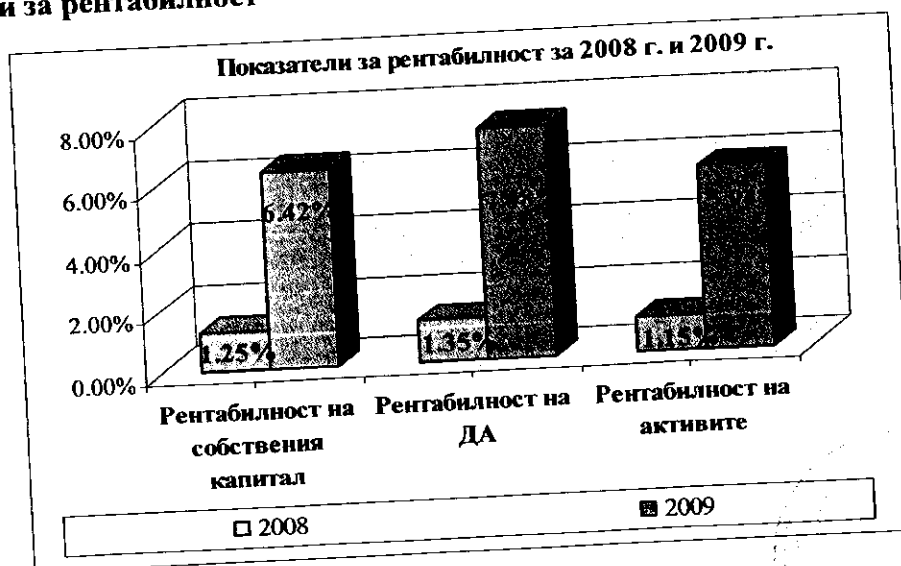
Показатели за ефективност на разходите и приходите



Коефициентът на ефективност на разходите показва приходът, който дружеството получава срещу извършени 1 000 лв. оперативни разходи. Ефективността на оперативните разходи на "Булгартрансгаз" ЕАД се увеличава с 44.30 % спрямо 2008 г., което се дължи на оптимизацията на оперативните разходи, чийто резултат е повишението на разходите едва с 25.94 % при повишение на приходите на дружеството с 81.72%.

Коефициентът на ефективност на приходите показва какви оперативни разходи влага "Булгартрансгаз" ЕАД, за да получи 1 000 лв. приход. Ефективността на приходите на "Булгартрансгаз" ЕАД намалява с 30.70 %, т.е. за да генерира 1 000 лв. приход, е необходимо да вложи 30.70 % по-малко ресурси.

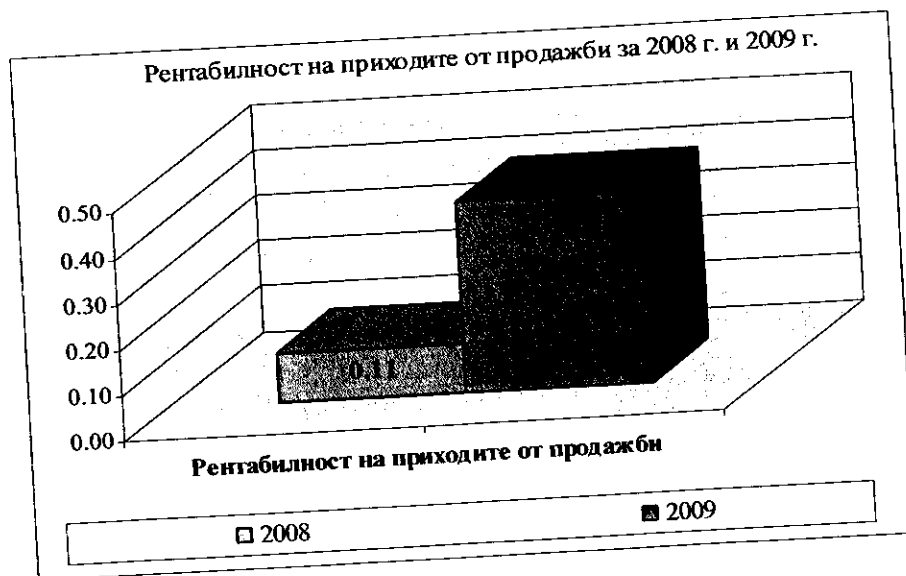
Показатели за рентабилност



ВЪРХОВЕН СЪДЪВЪД

От графиката е видно, че към 31.12.2009 г. възвръщаемостта на собствения капитал на Комбинирания оператор е в размер на 6.42 %. В сравнение със същия период на 2008 г. се забелязва увеличение 4.14 пъти. По-високият размер на показателя се дължи на значителното увеличение на нетния финансов резултат, съпоставено с увеличението на собствения капитал.

Възвръщаемостта на дълготрайните активи е в размер на 7.48 %, което е увеличение 4.53 пъти спрямо същия период на 2008 г., като причините са аналогични на предходния показател.



Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба/ приходи от лицензионни дейности) е следният:

- За 2009 г. е 0.42 лева
- За 2008 г. е 0.11 лева

и показва, че 1 лев приходи носи съответно 42 стотинки печалба на фирмата за 2009 г., а за 2008 г. – 11 стотинки, т.е. рентабилността се е увеличила 2.84 пъти, което се дължи на увеличението на печалбата вследствие намаление на оперативни разходи и на значителното увеличение на приходите от транзитен пренос и съхранение на природен газ (съответно със 121.19 % и с 42.38 %), които компенсират намалението на приходите от пренос на природен газ с 32.56 %.

Събития настъпили след датата на баланса.

От 01.01.2010 г. няма подписано споразумение между Булгартрансгаз ЕАД и Булгаргаз ЕАД за извършените услуги по преноса и съхранението на природен газ. Няма издадени фактури и приходите не са осчетоводени.

С изключение на горепосоченото, не са настъпили събития след датата на баланса.

ВЯРНО СЪСТОЯНИЕ

IV. ПРОИЗВОДСТВЕНА ДЕЙНОСТ

През 2009 г. единствен потребител на дейностите по пренос и съхранение на природен газ е „Булгаргаз“ ЕАД – общественият доставчик на природен газ. Потребител на услугата транзитен пренос на природен газ е ООО „Газпром Експорт“, с когото има сключен дългосрочен договор за транзит към Македония, Турция и Гърция.

Пренесените и транзитираните количества природен газ през 2008 и 2009 г. са следните:

в хил. м³

Дейност	2009	2008	промяна
Пренесен природен газ	2 393 087	3 548 500	-32.56%
Транзитиран природен газ в т.ч. за	12 312 987	16 681 930	-26.19%
- Турция	10 174 454	13 713 253	-25.81%
- Гърция	2 058 767	2 848 165	-27.72%
- Македония	79 765	120 512	-33.81%

Основните съоръжения по транзитната и националната газопреносна система, обслужвани от районите на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са както следва:

Район	Транзитен газопровод (км)	Национален газопровод (км)	Газово съоръжение (кв)	ДПС (кв)	ДПС (кв)	ДПС (кв)
Вълчи дол	165	280	250	18	8	4
Стара Загора	450	272	245	16	3	2
Ботевград	-	245	360	22	6	1
Ихтиман	249	78	46	9	4	2
ПГХ Чирен	-	-	-	-	-	1

БДР

V. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Към 01.01.2009 г. в газохранилището е имало 1 313 329 945 м³ природен газ, а на 01.01.2010 г. - 1 297 938 925 м³.

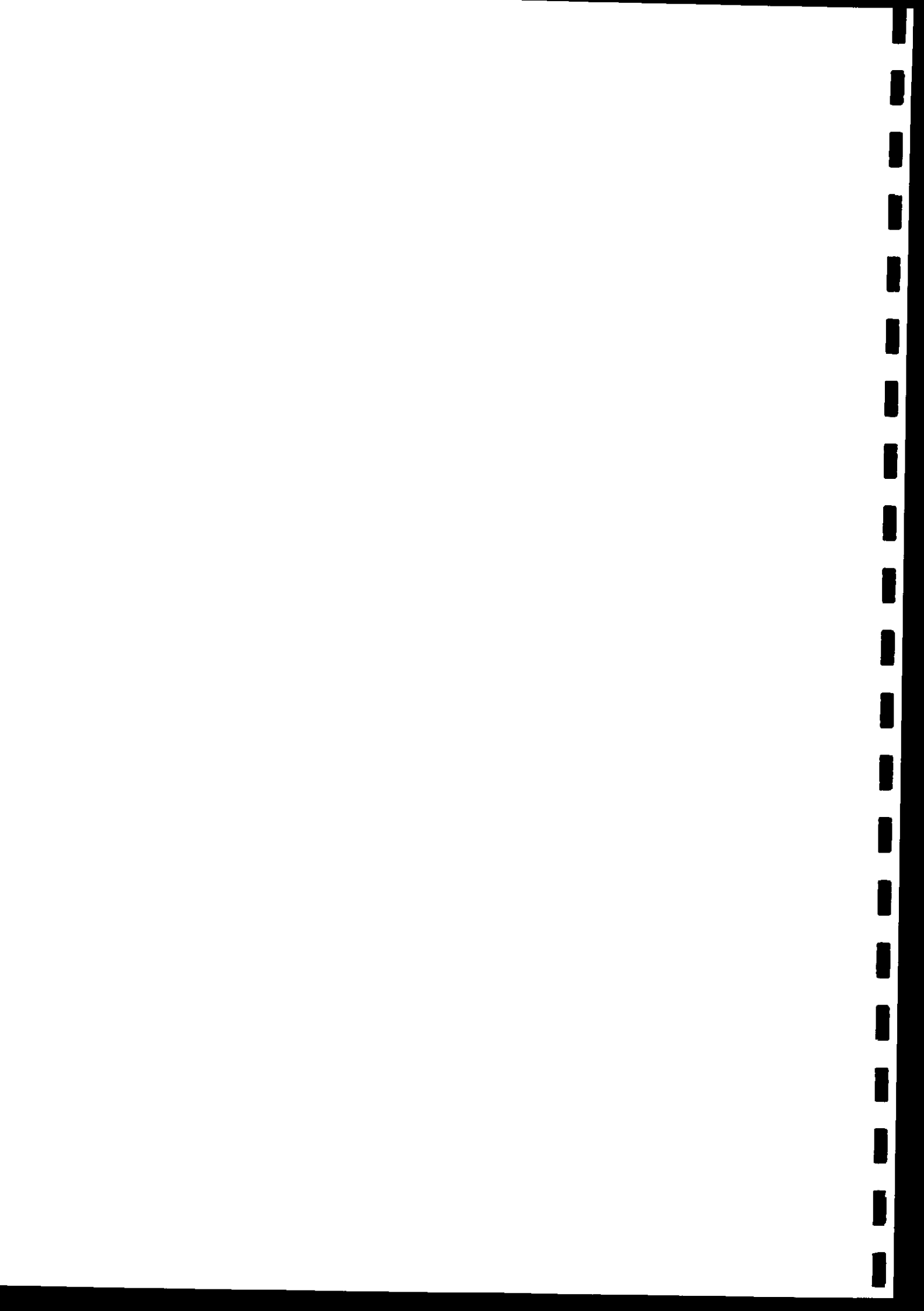
Разпределението на добива и нагнетяването на газ в сондажите по месеци, както и съответните устиеви и пластови налягания са следните:

№	Месец	За периода		В края на периода		Обем на газ в края на месеца (м ³)
		Нагнетено (м ³)	Добит (м ³)	Устиево (бар-г)	Пластово (бар-г)	
1.	Януари	17 090 767	82 634 838	90,23	102,67	1 247 785 874
2.	Февруари	-	62 327 440	85,87	97,71	1 185 458 434
3.	Март	40 309 578	-	89,51	101,85	1 225 768 012
4.	Април	20 335 869	15 223 226	89,80	101,95	1 230 880 655
5.	Май	49 468 471	-	93,95	106,68	1 280 349 126
6.	Юни	60 195 869	-	97,91	111,42	1 340 544 995
7.	Юли	10 000 115	1 400	след нагнетяване 98,36 в края на месеца 97,87	след нагнетяване 111,93 в края на месеца 111,37	1 350 543 710
8.	Август	-	7 219	97,78	111,27	1 350 536 491
9.	Септември	46 771 201	-	101,21	115,16	1 397 307 692
10.	Октомври	-	-	100,72	114,61	1 397 307 692
11.	Ноември	631 028	27 601 403	98,25	111,80	1 370 337 317
12.	Декември	-	72 398 392	92,63	105,18	1 297 938 925
	Всичко:	244 802 898	260 193 918			

През 2009 г. са нагнетени 244 802 898 м³ и са добити общо 260 193 918 м³. Нагнетените количества природен газ през 2009 г. са приблизително с 63.5 млн. м³ газ по-малко от предходната, докато добитите са приблизително с 14 млн. м³ повече.

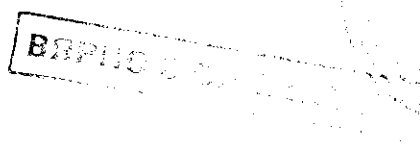
През изминалата година, поради настъпилата през м. януари "газова" криза, се наложи режим на работа, неприсъщ за хранилище, изградено да компенсира сезонна

ВЛ



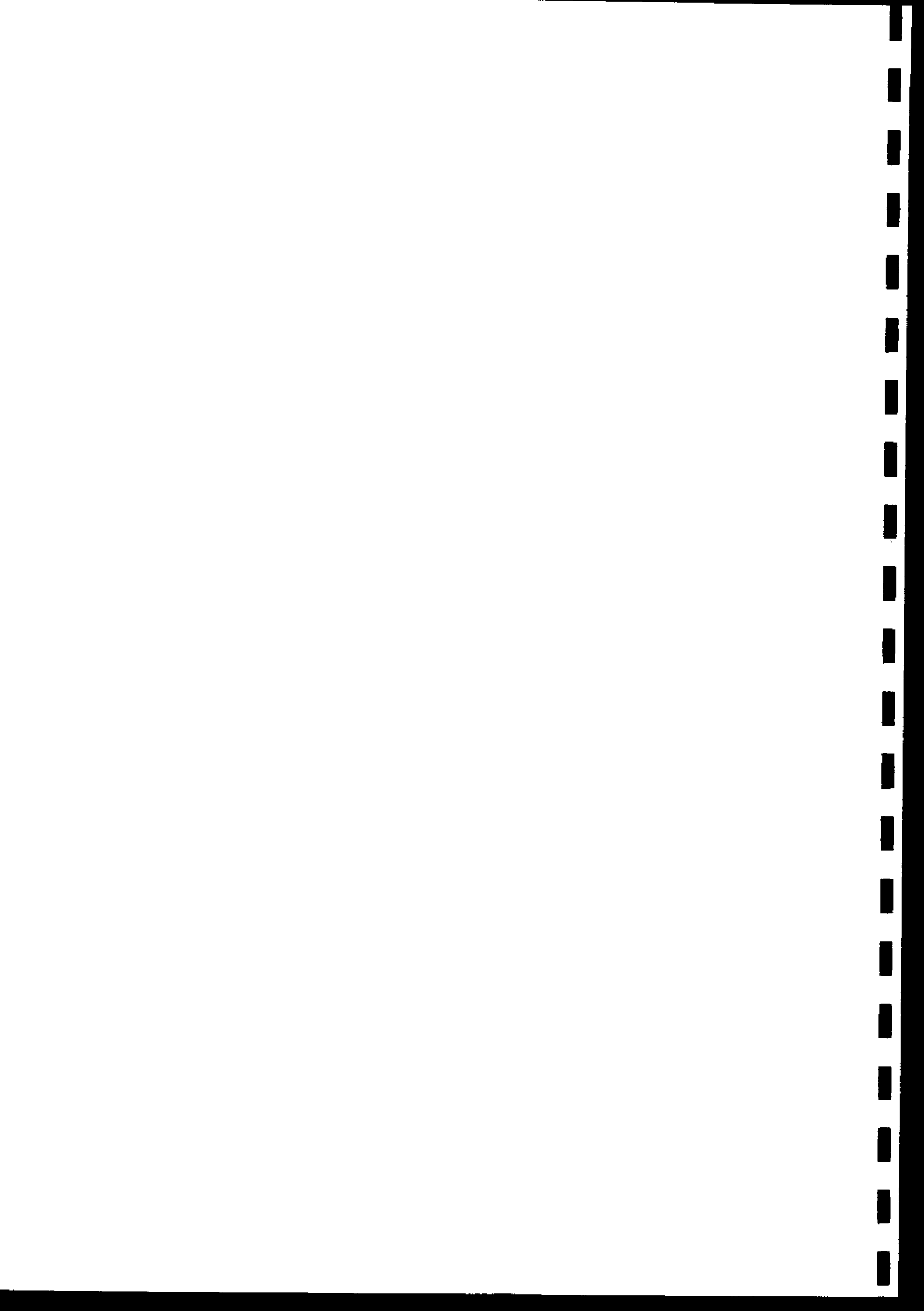
неравномерност. Видно от горната таблица е, че през два от месеците - януари и април - е както добиван, така и нагнетяван газ в хранилището.

През добивния период са сепарирани общо 397.960 м³ пластова вода и 83 459 литра кондензат. В сравнение с предния добивен период, през 2008 г., когато са добити 582.767 м³ пластова вода и 86 266 литра кондензат, количествата отделени флуиди сега са по-малко. Това е резултат от намаленото количество добит газ, което е основен фактор при отделяне на течностите .



Разпределение на работилите сондажи по месеци и дни е дадено в долната таблица

Сондаж	Месец												Дек.	
	Ян.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноем.			
P-2	19	6	21	16	4	6	29	30	9	0	16	0	15	17
P-36	22	6	26	13	6	6	29	28	6	0	16	0	15	29
P-5	22	6	26	16	6	6	29	25	0	0	16	0	15	31
P-6	22	6	21	14	4	6	29	30	9	0	16	0	10	11
P-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	6	6
P-10	15	6	20	16	4	6	29	25	0	0	16	0	14	22
P-13	16	6	21	15	3	6	29	30	9	0	16	0	8	22
P-19	22	6	26	10	6	1	8	16	2	0	16	0	15	28
E-22	18	6	0	16	6	6	29	25	0	0	16	0	4	19
E-23	22	6	21	13	4	6	29	30	8	0	16	0	12	28
E-24	22	6	20	15	6	6	29	30	9	0	16	0	4	25
E-27	20	6	20	16	4	6	29	30	8	0	16	0	15	10
E-28	22	6	0	16	4	6	29	30	8	0	16	0	12	10
E-31	18	6	21	16	4	6	29	30	9	0	16	0	15	27
E-32	27	6	20	16	5	6	29	30	9	0	16	0	5	19
E-33	21	6	26	3	6	1	4	15	0	0	16	0	15	30
E-36	22	6	21	16	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0
E-48	22	6	26	13	6	6	21	30	9	0	16	0	7	26
E-49	22	6	21	16	4	6	29	25	0	0	16	0	1	0
E-50	22	6	26	11	6	1	4	16	2	0	16	0	12	24
E-51	22	6	21	16	6	6	29	30	9	0	16	0	2	0
E-70	21	6	20	12	6	6	10	26	1	0	16	0	4	10
E-71	18	6	0	16	0	0	1	23	9	0	16	0	0	3



Добив

Добивът на газ от продуктивния колектор, с който разполага хранилището, се характеризира основно с два етапа през една календарна година, а именно: (1) първи етап, обхващащ месеците: януари, февруари, март и април и (2) втори етап, обхващащ месеците след септември. До 2009 г. е спазван този принцип. За първи път в историята на ПГХ „Чирен“ през тази година се нагнетява през месеците януари, март и април. В сравнение с 2008 г., когато през първия етап са добити 216 624 163 м³, през тази година са добити 160 185 504 м³, като половината количество е добито през месец януари.

В началото на първия етап обемът на газа в ПГХ е 1 313 329 945 м³, при осреднено пластово налягане за хранилището 108.85 bar.g. Изменението на пластовото налягане, както и продуктивността от цялото газохранилище през „първи етап“, е посочено в таблиците по-долу.

Добив на газ от продуктивния колектор през първия етап							
№	Месец	Обем добив	Пластово налягане	Температура	от 2008 г.	от 2008г.	Средна температура
			108,85		30 012 833	3,45	9,58
1	Януари	82 634 838	102,67	6,18	112 647 671	9,63	13.27
2	Февруари	62 327 440	97,71	4,96	174 975 111	14,59	12.50
3	Март	0	-	-	174 975 111	-	
4	Април	15 223 226	101,95		190 198 337		
	Общо	160 185 504					

В началото на втория етап на добив, обемът на газа в ПГХ е 1 397 307 692 м³, при пластово налягане е 114.61 bar.g.

През месец юли, поради ликвидация на сондаж Е-36, е изпуснат газът от шлейфа към консуматорите на “Булгаргаз” ЕАД в размер на 1 400 м³, което е отчетено като добив от хранилището. През месец август за технологични нужди, ремонт на шлейфи от сондажи Е-36 и Р-9, е добит газ в размер на 7 219 м³.

Горепосочените количества, добити през горните месеци, макар и минимални, са включени в общия добив от ПГХ, както е посочено в таблицата по-долу за «втори етап».

ВЛРПС С ОЛ ПЕРИОДА

Ca

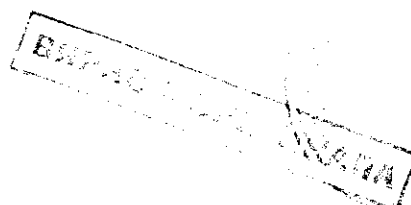
№	Месец	Общ добит (м ³)	Пластово налягане (bar.g)	Давление (bar.g)	Средно налягане (bar.g)	Средно налягане (bar.g)	Коефициент налягане m ³ /bar.g
					от 1-ви етап 165 306 766		
1	Октомври	-	114,61		165 306 766		
2	Ноември	27 601 403	111,80	2,81	192 908 169	2,81	9,82
3	Декември	72 398 392	105,18	6,62	265 306 561	9,43	10,94
	Общо	99 999 795				9,43	10,6

За добитите през втория етап 99 999 795 м³ газ са отделени 110.005 м³ пластова вода и 18 960 литра кондензат.

Нагнетяване

Най-голямо количество газ е нагнетено през месец юни – 60 195 869 м³, но в сравнение с други години е с 15 ÷ 25 млн. м³ по-малко от нагнетеното през най-натоварения месец. Количествата през месеците май и септември са чувствително по-малки и са неравномерни. За първи път от съществуването на хранилището е нагнетявано през месеците януари и март, като дневните дебити са сравнително високи.

За разлика от други години, когато е възможно определяне на коефициент на продуктивност за периода, то сега такъв може да се определи за кратък период от време. При нагнетените 244 802 898 м³ газ е достигната стойност на Рпл = 117.38 bar.g, което е работното налягане на пласта. За период от 48 часа е измерен спад до 115.43 bar.g, който се явява разликата от динамичното пластово налягане и това на пласта при статично състояние.



С

VI. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА НА 2002 Г.

Основната цел на Инвестиционната програма е да подпомага със специфични мерки реализирането на политиката на национално отговорен комбиниран газов оператор. "Булгартрансгаз" ЕАД осигурява условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ в България, гарантира сигурността и надеждността на газопреносната система, включително транзитния пренос и на инфраструктурата за съхранение на природен газ и поддържа, развива и разширява газовата инфраструктура, като съществена част от общоевропейския газов пазар.

За изпълнението на тези основни задачи, "Булгартрансгаз" ЕАД концентрира усилията си в разработването на средносрочна инвестиционна програма за тригодишен период и годишна програма с три основни вида дейности:

- *Прединвестиционна подготовка* – изпълнение на дейности осигуряващи условия за законосъобразна реализация на обектите, включени в средносрочните инвестиционни намерения на дружеството, включващи следните основни дейности:
 - подготовка на задания;
 - предпроектни проучвания и обследвания;
 - разработване и одобряване на Подробни устройствени планове – парцеларни планове и планове за застрояване;
 - дейности, свързани с придобиването на вещни права във връзка с инвестиционните намерения на дружеството;
 - процедури по Закона за опазване на околната среда, Закона за биологичното разнообразие и Закона за защитените територии (Оценка за въздействието върху околната среда и Оценки за съвместимост с предмета и целите на опазване на защитените зони и територии);
 - кадастрално заснемане на съществуващи газопроводи и съоръжения.
- *Инвестиции* – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела:
 - изграждане на нови обекти;
 - реконструкция, модернизация и рехабилитация;
 - машини и оборудване.
- *Експлоатационна поддръжка* – текущи ремонти на обекти, обезпечаващи функционирането, поддържането и повишаване надеждността на газовата инфраструктура.

Инвестиционната програма се съставя въз основа на постъпили заявки от експлоатационните звена на дружеството, които се групират по лицензионни дейности.

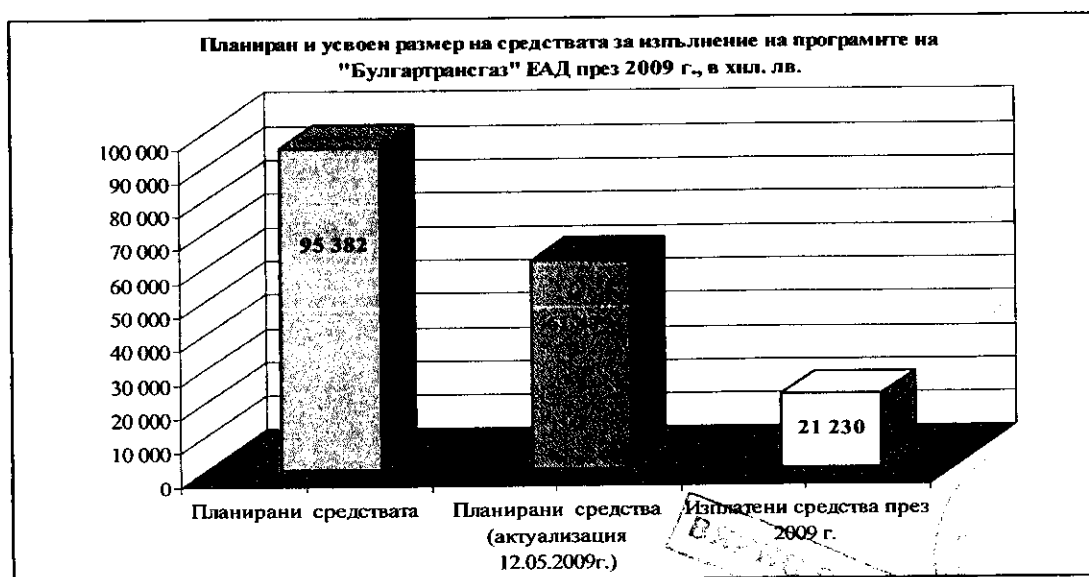
Програмите (Прединвестиционна, Инвестиционна и Експлоатационна) на "Булгартрансгаз" ЕАД за 2009 г. са приети на 18.11.2008 г. от Съвета на директорите, като неразделна част от тригодишната Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2009-2011 г. На 12.05.2009 г. от Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД е извършена актуализация на Бизнес програмата и заложените проекти и е внесена за одобрение от Съвета на директорите на "Български енергиен холдинг" ЕАД, който не се е произнесъл.

1. Размер на планирани и усвоени инвестиции

Общият размер на първоначално планираните средства по Програмите за 2009 г. е 95 382 хил.лв., съгласно направената актуализация към 12.05.2009 г. стойността им е намалена на 61 479 хил.лв., а усвоените средства през 2009 г. са 21 230 хил.лв., като тяхното разпределение по програми е следното:

в хил. лв.

N по ред	Обекти, подобекти	Планирани средства	Планирани средства (актуализация 12.05.2009г.)	Изплатени средства през 2009 г.	Изпълнение в %, спрямо извършената актуализация
I.	Програма за Прединвестиционна подготовка (ППП)	2 909	2 909	661	22.72%
II.	Програма за инвестиции (ПИ)	71 617	38 648	15 504	40.12%
III.	Програма за експлоатационна поддръжка (ПЕП)	20 856	19 922	5 065	25.42%
	ОБЩО за всички програми:	95 382	61 479	21 230	34.53%





2. Изпълнени дейности и усвоени средства по програми

2.1. Изпълнени дейности от Програма за прединвестиционна подготовка

В Прединвестиционната програма, са включени подготвителни дейности, свързани със средносрочните инвестиционни намерения (обекти) на дружеството. През 2009 г. по програмата за прединвестиционна подготовка са изпълнявани следните дейности:

- проучване, заснемане и разработване на 14 бр. документации за земите, необходими или засягани от планираните инвестиционни намерения;
- осигуряване на собственост на терени за 16 бр. нови технологични площадки или учредено право на строеж, временно наемане (обезщетения) за строителни площадки;
- разработване на 10 бр. подробни устройствени планове и провеждане на процедури по тяхното съгласуване и одобряване от контролните органи;
- учредяване право на прокарване и сервитут и право на преминаване при линейни строежи, без промяна предназначението на земята;
- уреждане собствеността на 15 бр. съществуващи технологични площадки (без пълни документи за собственост), където предстои провеждане на рехабилитации и модернизации;
- прединвестиционни проучвания, експертизи и др., необходими за технико-икономическа обосновка на включването на обекти в Инвестиционната програма;

- изпълнение и приемане на кадастрално заснемане на 9 бр. нови обекти;
- изпълнение и приемане на 667.15 км. кадастрално заснемане на съществуващи газопроводи и съоръжения.

2.2. Изпълнени дейности от Програми за Инвестиции и Експлоатационна поддръжка

В програмите за Инвестиции и Експлоатационна поддръжка са включени обекти, осигуряващи

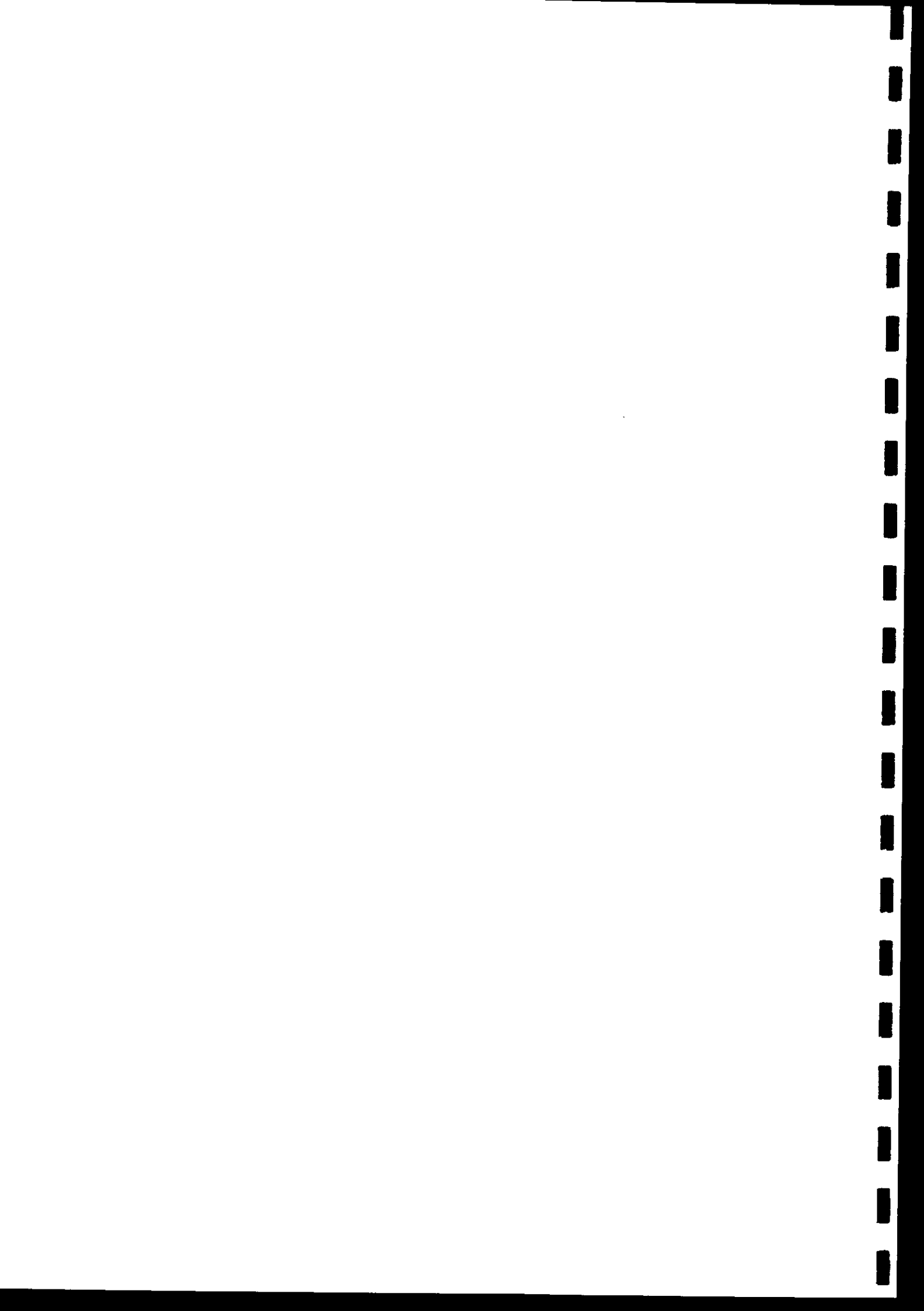
- изграждане на нови и реконструкция и модернизация на съществуващите активи на дружеството;
- разширение на газовия пазар чрез придобиването на нови и разширение на съществуващи активи за включването на нови потребители;
- повишаване надеждността на газопреносната система.

2.3. Усвоени средства по Програми

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на Програмите за Прединвестиционна подготовка, Инвестиции и Експлоатационна поддръжка за 2009 г. е 21 230 хил.лв. Тяхното разпределение е следното:

в хил. лв.

Упо- ред.	Програма за	Усвоени средства по Програмата за 2009 г.	Изпълнени дейности по Програмата за 2009 г.
I.	Инвестиции:	41 557	16 165
A.	Програма за Прединвестиционна подготовка	2 909	661
1	Транзитен пренос	252	45
2	Пренос	2 497	615
3	Съхранение	160	1
B.	Програма за Инвестиции	38 648	15 504
I.1.	Изграждане на нови обекти	17 309	5 652
5	Транзитен пренос	6 343	1 790
6	Пренос	5 430	1 793
7	Съхранение	2 880	2 032
8	Общи за разпределение	2 656	37
I.2.	Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти	10 189	2 704
9	Транзитен пренос	3 001	200

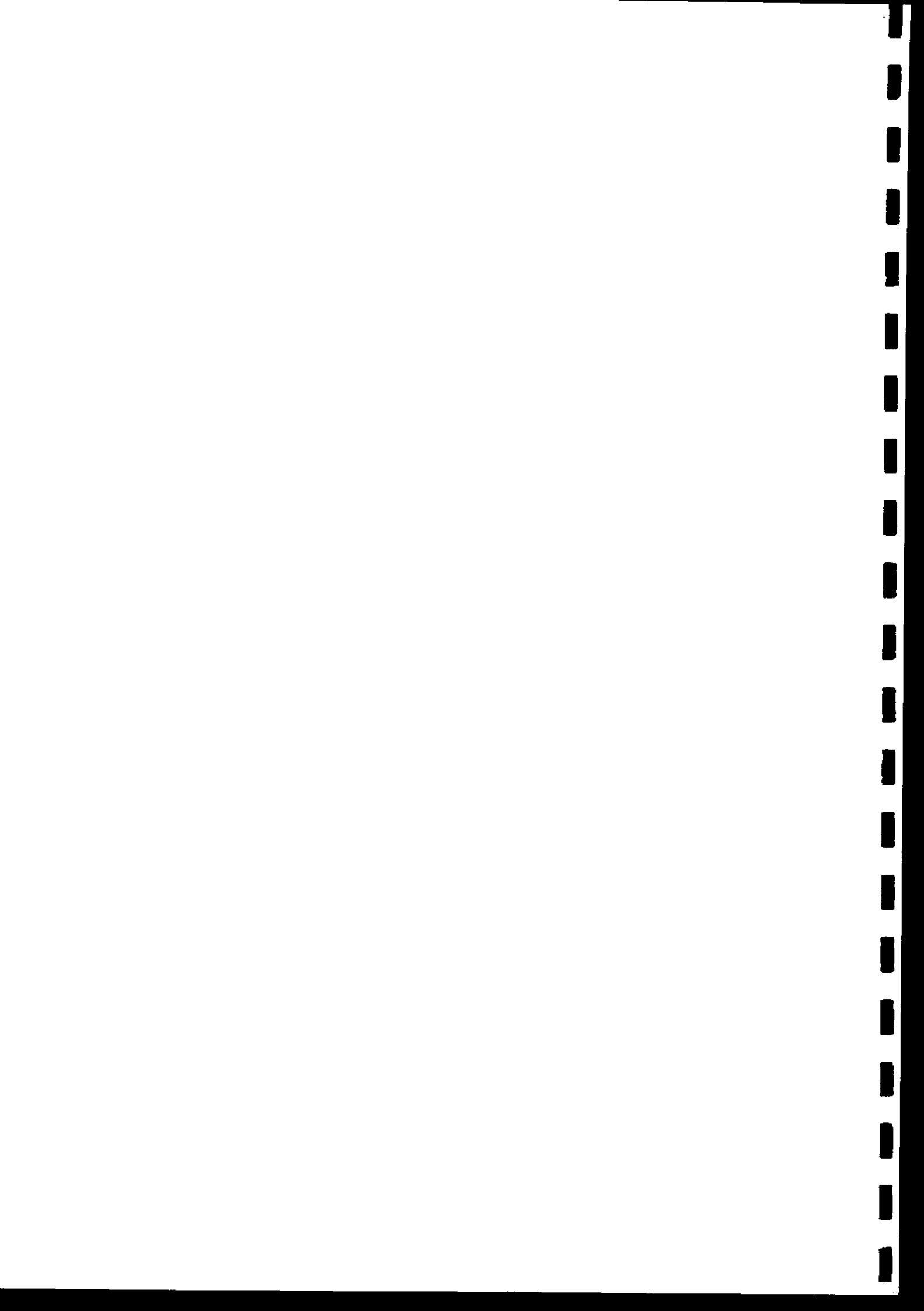


№ по ред	Програма	Планиран износ за 2009 г.	Изпълнен износ за 2009 г.
10	Пренос	4 174	1 211
11	Съхранение	1 771	447
12	Общи за разпределение	1 243	846
I.3.	Доставка на машини и оборудване	11 150	7 148
II.	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка (Програма за експлоатационна поддръжка):	19 922	5 065
II.1.	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	12 479	2 750
13	Транзитен пренос	5 888	1 105
14	Пренос	3 860	767
15	Съхранение	2 220	746
16	Общи за разпределение	511	132
II.2.	Доставка на материали и консумативи	7 443	2 315
	ОБЩО (I+II):	61 479	21 230

При отчитане изпълнението на програмите, освен вложените средства за изпълнение на задачите, като измерител е необходимо да се отчете и изпълнението по натурални показатели. Това са извършени, но неразплатени дейности, поради ненастъпване на основанието за заплащането им и съответно плащането за тях се осъществява през следващата финансова година. Тези изпълнени, но неразплатени през 2009 г. дейности са на стойност около **4 336 хил.лв.**, в т. ч. за:

- въведени в експлоатация етапи за модернизация и рехабилитация на КС "Кардам" и КС "Лозенец" (3 728 хил. лв.);
- оптична кабелна магистрала от ГИС "Дупница" до ГИС "Гюешево" (264 хил. лв.);
- КС "Провадия" – текущ ремонт на електропроводи 20 kV "Рояк" и "Газпром" и преобядисване на 7 броя желязорешетъчни мълниеприемни мачти (26 хил. лв.);
- КС "Вълчи дол" – рехабилитация на релейна защита на 110 KV (25 хил. лв.);
- система за мониторинг на електроенергията на "Булгартрансгаз" ЕАД (18 хил. лв.);
- модернизация на преносната среда на информационната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в район "Ботевград" и район "Ихтиман" с използване на Етернет технология (167 хил. лв.);
- ремонт на сградния фонд на АГРС и ГРС към район "Стара Загора" (108 хил. лв.).

БЕЛОРУС



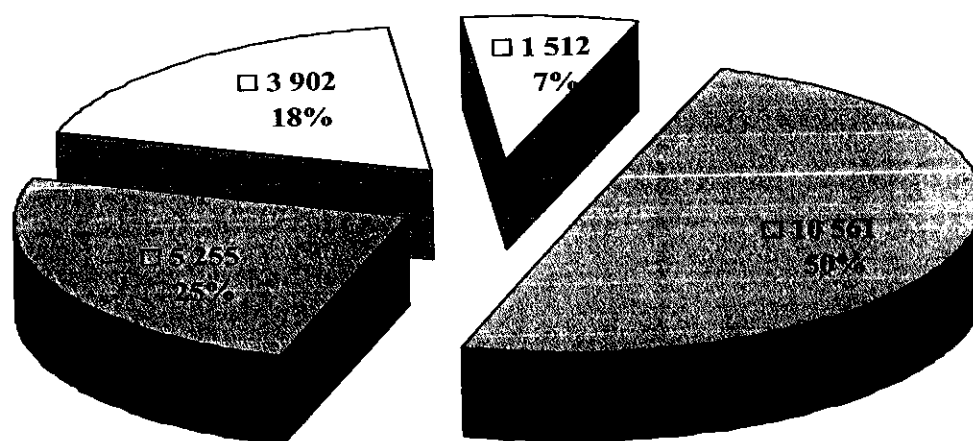
3. Разпределение на вложените през 2009 г. средства по лицензионни дейности

Разпределението на вложените средства за 2009 г. по видове лицензионни дейности е както следва:

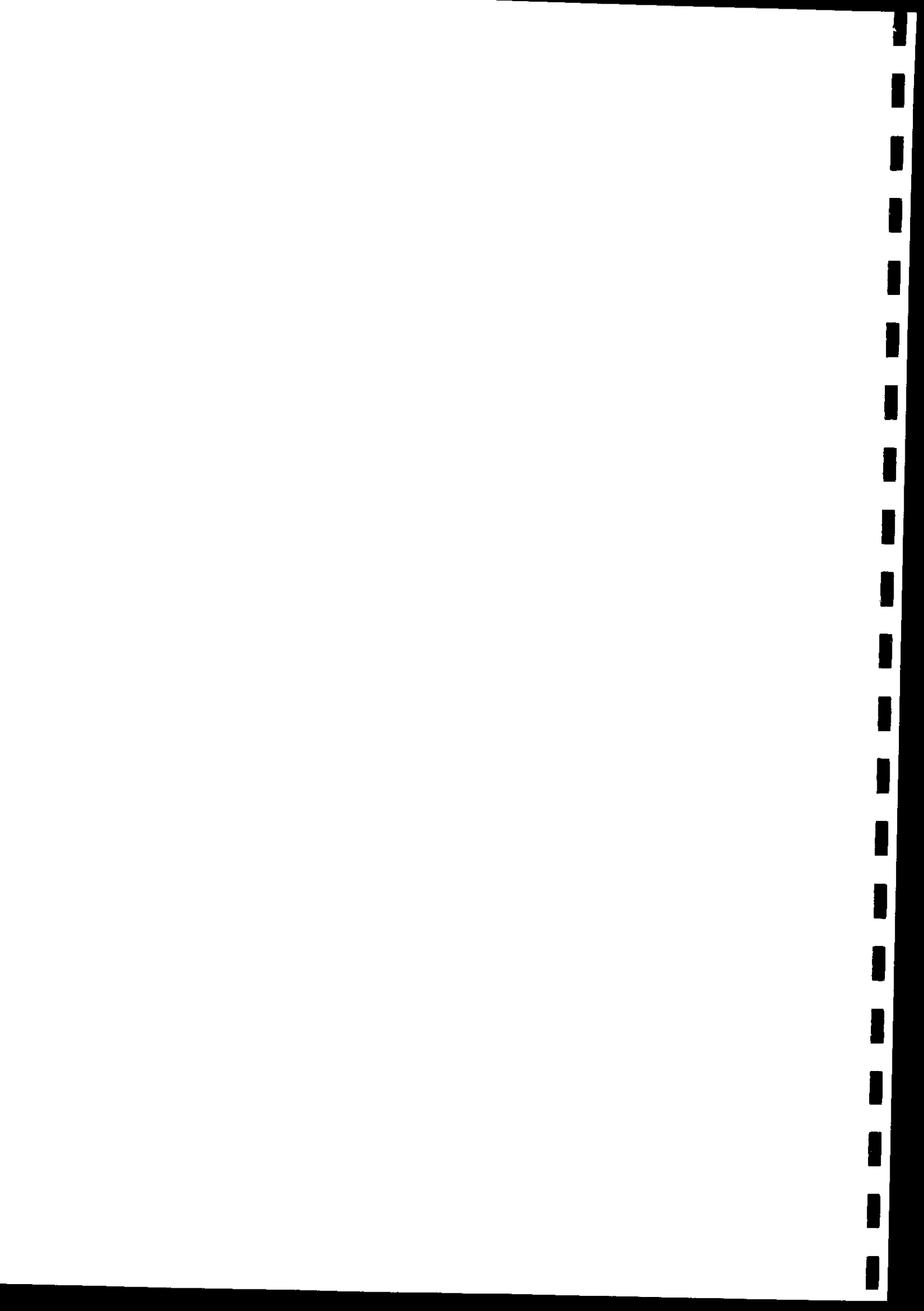
в хил. лв.

Разпределение на вложените средства по лицензионни дейности (в хил. лв.)	Инвестиции (ППП и ПИ)	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	ОБЩО
Транзитен пренос	8 077	2 484	10 561
Пренос	4 096	1 159	5 255
Съхранение	2 656	1 246	3 902
Общи за разпределение	1 336	176	1 512
ОБЩО:	16 165	5 065	21 230

Разпределение на усвоените средства по лицензионни дейности през 2009 г., в хил. лв.



□ Транзитен пренос ■ Пренос □ Съхранение □ Общи за разпределение



4. Изпълнени дейности по инвестиционната програма

4.1. Изпълнени основни дейности

През 2009 г. структурните звена в Централно управление (ЦУ) на "Булгартрансгаз" ЕАД, експлоатационните райони, ПГХ „Чирен“ и Ремонтна база - Ботевград (БТРВ) към дружеството извършиха следните основни дейности за обектите, включени в Инвестиционната програма:

- 1. Изработване на задания за възлагане изпълнението на проектиране, доставки, строителство и други услуги, свързани с тях;**
- 2. Изработване на заявки и технически спецификации за доставка на оборудване за обектите, включени за изграждане в Програмите;**
- 3. Изработване на 40 бр. инвестиционни проекти от БТРВ и външни изпълнители, тяхното приемане, проверка и съгласуването им с контролните органи и експлоатационните дружества;**
- 4. Подготовка и провеждане на 144 броя поръчки по ЗОП, НВМОП и правилата и политиките на ЕБВР за избор на: проектанти, доставчици, консултанти за оценка на съответствието на инвестиционните проекти, строителен надзор, координатор по безопасност и здраве и строител.**

Общият брой и етапът на процедурите и поръчките са както следва:

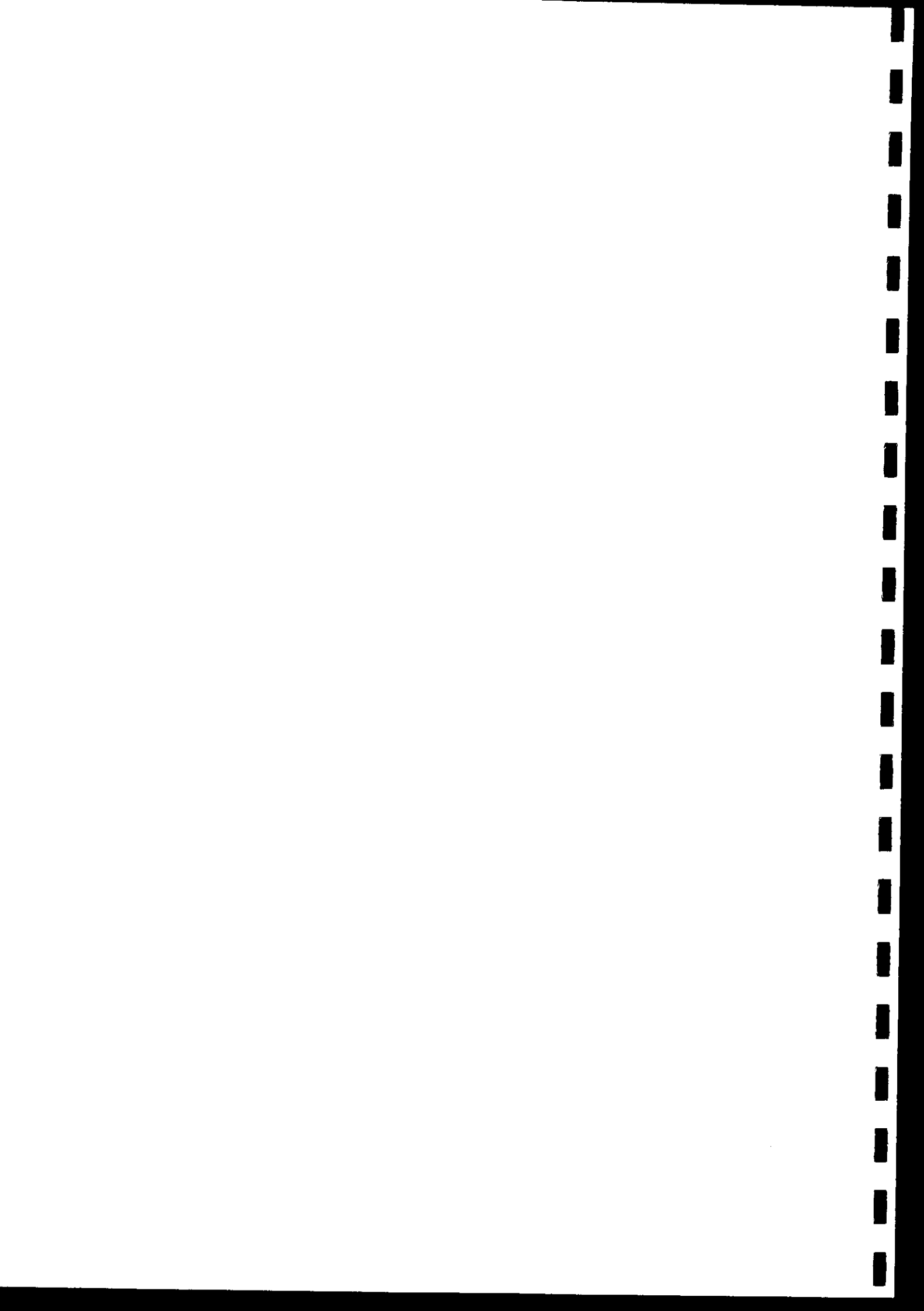
- обявени – 133 бр. (47 бр. за проектиране, строителство и консултантска дейности и 86 бр. за доставка на оборудване и материали);
- обявени и прекратени – 21 бр. (планирана стойност 17 888 184 лв.);
- изработени документации и предстоящи за обявяване (след съгласуване от управление „Правно“, одобряване на решението за тяхното стартиране от Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД и утвърждаване от "БЕХ" ЕАД) – 11 бр. на планирана стойност 88 457 435 лв.

В някои от процедурите са включени по няколко обособени позиции от програмите на дружеството, т.е. по няколко обекта/ оборудване/ продукти от одобрените програми.

- 5. Сключване на договори, текущ контрол по тяхното изпълнение и съставяне на необходимите документи (актове, съгласно Наредба №3/ 2003 г. за съставяне на актове и протоколи по време на строителството, търговски и финансови документи), съгласувателни процедури с контролните органи и общините, приемане на доклади за упражнен строителен надзор и др.;**

От началото на годината, в резултат на проведени процедури, са сключени общо 128 договора от които:

- 48 бр. за проектиране, строителство и услуги свързани с тях, на стойност 5 513 691.13 лв.



- 80 броя за доставка на оборудване, материали, консумативи и услуги. на стойност 12 854 403.45 лв.

По тези договори и по сключените през предходни отчетни периоди се извършва текущ контрол на изпълнението, съставяне на необходимите документи и извършване, в случай на необходимост, на корективни действия по тяхната реализация.

- 6. Приемане на доставяното по подписаните договори оборудване, организиране съхранението му в складовете или предаването на Строителите. Организиране, водене на отчетност и поддържане на складовете за материали и оборудване към Главно Управление "Техническа експлоатация";**

Приети са за съхранение в складовете на дружеството регулатори, тръби, филтри, калибратори, пневматични помпи, табла за управление на кранове, манометри, разходомери, резервни части за ГТКА и др.

Прието и предадено е оборудването и документацията към него, предназначено за обекти, които се изпълняват от районите в т.ч.: арматура, тръби, фасонни части, филтри, топлообменници, котли и друго технологично оборудване.

- 7. Процедури по приемане и въвеждане в експлоатация на изградени обекти;**

Приети и въведени в експлоатация са 73 бр. обекти (от тях 13 бр. са изградени по стопански начин).

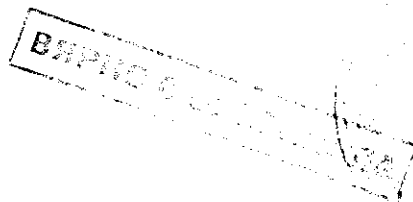
- 8. Проучване и изпълнение на дейности за присъединяване на нови потребители към газопреносната мрежа;**

Разгледани са административни преписки за условията за достъп и присъединяване към газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и са проведени работни срещи със заявителите („Яна“ АД, „Рила газ“ ЕАД, „Булмаркет Си Ен Джи“ ООД, „Кнежа газ“ ООД, „Коген Загоре“ ООД, „Алгест“ ЕООД, „Овергаз Изток“ АД, „Регионал газ“ АД, „Топлофикация Враца“ ЕАД).

- 9. Извършване на 358 км. инспекции и последващи ремонти на газопроводи, двигатели и други технологични съоръжения, съгласно изискванията на нормативната база;**

- 10. Изграждане, реконструкции и текуща поддръжка на технологични обекти и съоръженията, изпълнени със собствени сили от експлоатационните райони на „Булгартрансгаз“ ЕАД;**

- 11. Изработване на 25 бр. инвентарни ведомости за изградени и въведени в експлоатация обекти, с цел зачисляването им към данъчните амортизируеми активи на дружеството, на стойност 54 956 296.40 лв., в т.ч. за извършената рехабилитация и модернизация на КС „Кардам“ и етапи от КС „Лозенец“.**



Ca

4.2. Изпълнение на дейности по обекти

4.2.1. Обекти и дейности с финализирано изпълнение през 2009 г.

- Пускова камера Ду 500 "Враца 2";
- Рехабилитация и модернизация на 5 броя ГТКА на КС "Кардам 2" и 4 броя (от общо 7 броя по договор) ГТКА на КС „Лозенец“;
- ГИС „Ихтиман – Ботевград (ГИС “Богданлия”);
- ГИС "Костенец";
- Газопроводно отклонение и ГИС “Сандански”;
- ГРС „Кремиковци” – нови измервателни линии;
- ГРС "Исперих" - нови регулиращи и измервателни линии;
- КС "Вълчи дол" - реконструкция на трансформаторна подстанция 6/0.4kV;
- КС "Странджа" - ремонт на комин на ГТКА 3;
- АГРС "Белово" - текущ ремонт на измерителни и регулиращи линии;
- Инспекция на Транзитен газопровод - КС Кардам - КС Лозенец, ДУ 1200 с дължина 184 ; ОС Пиперево - КС Петрич, ДУ 700 с дължина 112 км ; Българо-Румънска граница - КС Вълчи дол, ДУ 1000 с дължина 62 км.;
- Текущи ремонти на Транзитния и Магистралния газопроводи след инспекции;
- Ремонт на Транзитен газопровод за Турция Ду 1000 в района на с.Атолово;
- Възстановяване на земното покритие върху газопровода при ПК 430+64 на Транзитния газопровод за Македония;
- Защитно съоръжение на Транзитния газопровод за Гърция при ПК 968+55;
- КС "Лозенец" - мълниеприемна мачта с височина 25 м;
- Ремонт на ГТД тип ДТ70П за КС „Кардам-2“;
- КС "Кардам 1" - основен ремонт на ГТКА № 3;
- ПГХ "Чирен" – проект и ликвидация на сондаж Е-36; Аварийен газов агрегат 750 kVA ; Склад за тръби аварийен запас; Обвръзка на управляващи табла, байпасни и свещни кранове и кранове за горивен газ на ГМК №№5,6,7,8; Основен ремонт на подкранов път на подемен кран в склад за резервни части; Преоборудване на ведомствена бензиностанция;
- Модернизация на преносната среда на информационната система на "Булгартрансгаз" ЕАД в район "Ботевград" и район "Ихтиман" с използване на Етернет технология;
- Ремонт на огради на АГРС и ГРС към район "Ботевград";

- Ремонт на административна сграда и производствено - експлоатационен цех на БТРВ;
- КС "Полски Сеновец" - подмяна ограда на площадката;

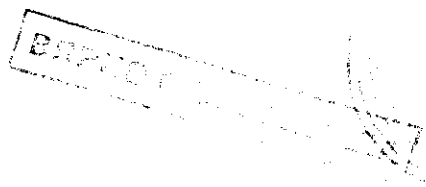
4.2.2. Обекти и дейности с преходен характер

- Газопровод високо налягане от Добрич до Силистра и АГРС "Силистра";
- "Преносни газопроводи високо налягане с АГРС от ПГХ "Чирен" до гр.Козлодуй и гр.Оряхово;
- Станции за почистване на лупингите от Транзитен газопровод 2 за Турция, Гърция, Македония и Югославия при: КС "Кардам 2" - Пуск, Dn 1200; КВ "Одринци" - Прием, Dn 1200; с.Рупча - Пуск, Dn 1200; КС "Лозенец" - Прием, Dn 1200;
- Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС "Лозенец" - ОС "Недялско";
- Възстановяване на технологични връзки между транзитния и магистралния газопровод при КС "Лозенец" и КС "Ихтиман" (БП1) с изграждане на реверсивни измервателни възли;
- Мероприятия по привеждане в съответствие на Компресорните станции с изискванията на Комплексните разрешителни;
- Оптични кабелни магистрали с локални оптични кабелни линии в участъците КС "Ихтиман" - ГИС "Дупница"; ГИС "Дупница" - КС "Петрич" (Кулата); ГИС „Дупница“ до ГИС „Гюешево“; КВ "Батулци" - КВ "Николаево" - ГРС "Плевен"; КС "Полски Сеновец" - КВ "Миладиновци" - АГРС "Търговище; КВ "Миладиновци" - КС "Вълчи дол"; КВ "Николаево" - КС "Полски Сеновец"; ГРС "Кремиковци" - административен район "Ботевград"; административен район "Ботевград" - ПГХ "Чирен";
- Защитни съоръжения: на ТГ за Македония при прехода на р.Тополница и на Транзитния газопровод за Гърция при ПК 990+00;
- Укрепване срещу провисване на въздушен преход "Дългопол" 1 на - Магистрален газопровод - юг на км.44; Укрепително съоръжение на подводен преход на ГО "Търговище" при км 7,2 при с.Чудомир,общ.Търговище и въздушен преход над река на ГО "Лозница", км. 2.8;
- Инспекция с интелигенти бутала на участъка ОС Могила - ОС Горни Богров;
- КС "Полски Сеновец" - система за регулиране на газовия поток;
- Основен ремонт на електропроводи "Пропан" и "Долина"; КС "Вълчи дол" - рехабилитация на релейна защита на 110kV;
- ГИС „Стара Загора – Ихтиман“ (ГИС "Росен");
- АГРС "Самоков" - реконструкция;

- АГРС "Елин Пелин" – реконструкция;
- ПГХ "Чирен" - Нов експлоатационен сондаж Е-72 на ПГХ "Чирен", индивидуален сепарационен възел и шлейф към сондажа; Реконструкция на скатни покриви на сгради от обект "Площадка за разходомери"; Технологичен проект за експлоатация на ПГХ; Реконструкция и модернизация на промишлена канализация и изграждане на очистни съоръжения на централната площадка на ПГХ; Изграждане на централен ретранслатор за обслужване на ПГХ;
- Склад за пробивна машина "Уилямсън" за БТРВ;
- Система за мониторинг на електроенергията на "Булгартрансгаз" ЕАД.

4.2.3. Обекти и дейности, извън Инвестиционната програма

- Междусистемни връзки България-Румъния (Русе-Гюргево);
- Газопроводно отклонение и ГИС "Мрамор";
- Газопроводно отклонение и ГИС "Разлив";
- Врязвания под налягане по договори с външни изпълнители;
- ГИС „Чирпан”.



VII. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА ПО ОБЕКТИ

1. Магистрални и транзитни газопроводи

1. Извършена е профилактика на:

- линейни кранове и очистни съоръжения и поддържане на площадките им;
- уплътняване на запорната арматура;
- проверка и настройка на АЗК;
- ревизии на метанолно стопанство;

2. Извършване на ремонтни дейности по магистрални и транзитни газопроводи в съответствие с Ремонтни Програми от проведени инспекции.

3. Система за електрохимична защита

- извършени необходими ремонти на СКЗ; подмяна на анодни заземители и ел.захранване.
- ежемесечно измерване на защитен потенциал на газопроводите.
- построена и въведена в експлоатация една нова СКЗ при ГИС Сандански.
- подземната част на газопроводите по цялата им дължина е обезпечена с необходимия защитен потенциал.

4. Очиствания на вътрешната повърхност на:

- Магистрални газопроводи

№	Име на обекта	Име на обекта	Дължина (м)	Дължина (м)	Число	Общ брой (м)
	Име на обекта	Име на обекта	Дължина (м)	Дължина (м)	Число	Общ брой (м)
1.	ОС-Исакча	ОС-Вълчи дол	40	62	1	62
2.	ОС- Вълчи дол	ОС Лом Черковна	28	136	1	136
3.	ОС- Лом Черковна	ОС Беглеж	28	122	1	122

4.	ОС- Беглеж	ОС Нови Искър	28	125	1	125
5.	ОС- Вълчи дол	ОС Могила	28	211	1	211
6.	ОС-Могила	ОС Горни Богров	28	217	1	217
7.	ОС Батулци	ОС Чирен	20	57	2	114
ОБЩО ЗА 2009г.				930	8	987

○ *Транзитни газопроводи*

1.	ОС-КС Кардам II	ОС-КС Лозенец	48	184	1	184
2.	ОС Пиперево	ОС-Гюешево	21	62	2	124
ОБЩО ЗА 2009г.				246	3	308

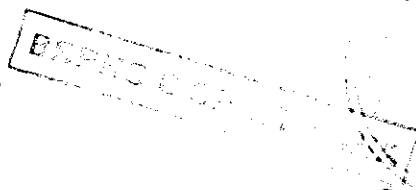
5. Получени *Технически и оценъчни доклади "Пригодност за целта"* и *Програми за ремонти* след извършени инспекции с геометрични бутала с висока разделителна способност и интелигентни бутала с разсеян магнитен поток с надлъжно и напречно магнитно поле и XYZ инспекция на участъците КС Кардам – ОС Лозенец; ОС Пиперево – КС Петрич; Българо-румънска граница – ОС Вълчи дол.

6. *Управление на интегритета на газопроводната система*

- превантивни дейности;
- проверка и оценка състоянието на газопроводите;
- ремонтни програми и планиране последващи инспекции и рехабилитационни дейности.

7. *Квалификация на персонала*

- в рамките на договора за инспекции с интелигентни бутала се провежда обучение в офисите на изпълнителя на договора, по нови технологии, оценка на интегритета;
- квалификационни курсове на заварчици.



Handwritten signature

8. Отстранени аварии и предаварийни ситуации

- пробив на газопроводно отклонение Враца 2 при с. Царевец;
- разкъсване на заваръчен шев вследствие слягане на земни пластове на газопроводно отклонение за АГРС Чепинци;
- ремонт на магистрален газопровод - северен клон, Ду 700, в участъка "ЛК Батулци – ЛК Калугерово" – чрез изрязване на 7 броя проблемни места. (напуквания, възможно от стресова корозия).

9. Извършени дейности по райони

Район Вълчи дол

- Изграждане на технологичната част на ГИС „Партизани” - МГ юг;
 - Ремонт и реконструкция на пускова камера –ТГ1 – ОС „Кардам 2”;
 - Трасиране и геодезическо заснемане на трасе ТГ1-121км, МГ Ду1000 - 62км, ГО Страшимирово - 5км;
 - Участие в подготовка и провеждане изпитване на якост и плътност –КС „Кардам 2”;
 - Изготвяне досиета на преносните газопроводи;
 - Монтиране на преобразуватели на налягане на 12 бр. ЛКВ за дистанционно следене налягането на газа;
 - Извършени проверки и изготвени 14 бр. становища до ЦУ за пресичане на газопроводите и ПУП на парцели в сервитутна зона на преносните газопроводи;
- При извършените проверки на линейната част от органите на РО ИДТН няма регистрирани забележки и съществени предписания.

Район Стара Загора

- Изграждане на Технологична връзка ДУ 300 между линеен кран 91 и линеен кран 93 – КС Лозенец;
- Изграждане на байпас Ду500 на ГПА 4 – КС Странджа;
- Преизолиране на транзитен газопровод Ду100 при с. Атолово (200метра);
- Пренастройка на АЗК на всички линейни кранове на магистралния и транзитния газопроводи;
- Почистване на полоса в района на с.Партизани и изграждане на противоерозиен насип;
- Изграждане на нови огради на отклонение Раковски – 3 бр.;
- Възстановяване трайни знаци отклонение Бургас;
- Изграждане бент на река Мочурица при Сунгурларе на МГ и ТГ.

Район Ботевград

- Обслужване със задействане на всички линейни, байпасни, свещни кранове и кранове на отклонения. Проверка и пренастройка на АЗК;
- Почистване на крановите площадки и трасето на газопровода в охраната зона;
- Възстановяване на отрязани свещи, кранове, липсващи КИК, репери и огради на кранови възли. Поставяне на трайни знаци по газопроводни отклонения;
- Извършени ремонти:
 - Ремонт кран ЛК 4', ЛК 2 на ГО Враца-2;
 - Ремонт на дефект от корозия на ПГ-северен полупръстен – Челопечене, по метода "Клок Спринг";
 - Аварисен ремонт на опит за срязване на ПГ-северен полупръстен на въздушен преход - 40 – Яна на 250м. преди ЛК 28 - Яна, чрез заваряване на черупка;
 - Аварисен ремонт в мястото на врязване на байпас между ГО Враца -1 и Враца - 2 – в КВ на ЛК 2', км.19.4 - с.Царевец;
 - Обслужване въздушни преходи на ГО Враца-1 и ГО Враца-2.
- Обследване на пропуск от РГ за Батановци в кожух под път Перник - Кралев дол.

Район Ихтиман

- Извършени 4 бр. ремонти на дефекти на газопроводни участъци Ду 700 и Ду 1000, в изпълнение на Програми за ремонти след проведени инспекции с интелигентни бутала;
- Временно отбиване на р. Тополница за възстановяване на обърнати затежнители на транзитен газопровод Ду 1000;
- Почистване на крановите площадки и трасето на газопровода в охраната зона;
- Проверка и пренастройка на АЗК на линейни кранове.

2. Компресорни станции

През 2009 г. ресурсът на компресорните станции, осигуряващи преноса на природен газ през националната и транзитна газопреносни системи, е използван както следва:

Стр. 45/87

	Компресорна станция	Брой агрегати	Общ еквивалентен работен час	Еквивалентна работна сила (средногоди)	Наработка през 2008	Наработка през 2009	Наработка на наработката
					ч. (час)	ч. (час)	на наработката
2009	Кардам 1	3	3.39	0.10	1 206	891	123 567
	Кардам 2	6	16.31	0.98	17 275	8 575	273 413
	Вълчи дол	6	3.07	0.18	4 210	1 616	577 339
	Полски Сеновец	4	5.88	0.24	4 213	2 062	345 856
	Чирен	8	15.20	1.22	11 299	10 652	404 593
	Провадия	4	20.51	0.82	19 427	7 185	118 854
	Лозенец	7	21.65	1.52	21 385	13 273	293 812
	Странджа	4	35.54	1.42	16 965	12 454	272 409
	Ихтиман	3	8.81	0.26	6 727	2 314	68 538
	Петрич	2	35.49	0.71	7 010	6 217	66 049

През 2009 г. сумарната наработка на газокомпресорните агрегати е 65 239 моточаса, в т.ч. за компресорните станции от транзитната система – 50 018 моточаса, а от националната система – 15 221 моточаса.

Компресорни станции по райони

Район "Вълчи дол"

КС "Кардам-1"

КС "Кардам-1" разполага с три газотурбинни компресорни агрегата.

Наработка и състояние на ГТКА за 2009 г.:

ГТКА №	Наработка през 2009 г. (моточаса)	Еквивалентна наработка ОНВ (моточаса) към 31.12.2009 г.	Техническо състояние
ГТКА № 1	773	60 913	Работоспособен
ГТКА № 2	118	44 569	Работоспособен
ГТКА № 3	0	52 746	Неработоспособен

Наработката на агрегатите в КС „Кардам-1“ за 2009 година е общо 891 часа. Извършени са всички необходими ППР, настройки и регулировки. Газотурбинният двигател на ГТКА № 3 е в ремонт след авария. Възстановени са дефектирани елементи от двигателя. Предстои неговото сглобяване и въвеждане в експлоатация.

КС "Кардам-2"

Към момента КС "Кардам-2" разполага със шест газокомпресорни агрегата с обща инсталирана мощност от 50 MW работещи в паралел по схема четири в работа – два в резерв. С тази инсталирана мощност КС "Кардам-2" може да обезпечи транспортирането на природен газ до 18 милиарда Nm³ годишно. Пет от компресорните агрегати са тип ГПА-Ц-8-В, на които през периода 2005 г. до 2009г. бе извършена рехабилитация и модернизация. През 2002 г. КС "Кардам-2" е разширена с един агрегат тип ТНМ-1304.

Състояние на ГТКА към 31.12.2009 г.

№ на ГТКА	Тип на агрегат	Наработка към 31.12.2009 г.	Часове в експлоатация	Състояние
ГТКА №1		1 751	0	ГТД е дефектирал и изпратен за ремонт в завода производител. Неработоспособен.
ГТКА №2	ДТ70П № ДОП705006	709	0	В експлоатация по специална програма, в гаранция.
ГТКА №3	ДТ70П № ДОП705005	3 965	2 198	В експлоатация.
ГТКА №4	ДТ70П № ДОП705004	11 311	0	В експлоатация.
ГТКА №5	ДТ70П № ДОП705003	6 067	2 317	В експлоатация.

№ на ГТКА	Наработка към 31.12.2009 г.	Часове в експлоатация	Състояние
ГТКА №6	26 759	6 725	В работоспособно състояние.

С участието си в процеса на транзитиране на природен газ през 2009 г. КС „Кардам-2“ е извършила обща наработка от 8 575 часа, със среден разход на горивен газ от 2 316 [Nm³/час].

В рамките на ремонта и техническата поддръжка са проведени:

- Всички визуални инспекции, планови прегледи и ремонти на оборудването и съоръженията;

- Мероприятия по пролетно-лятната и есенно-зимната подготовка на станцията;
- Профилактични прегледи и обслужване на крановете по обвръзката на КС;
- Ежемесечен мониторинг на отпадните води след пречиствателната станция преди заустване;
- През месеците февруари, юни, август и декември 2009г. в КС-Кардам се проведеха практически занятия по плана за действие при бедствия и аварии, съвместно със служители на Районно поделение ПАБ и поделението на Гражданска Защита от гр. Ген. Тошево;
- Ежемесечна проверка на всички пожароизвестителни и пожарогасителни инсталации в КС;
- През последните години КС се намираше в процес на рехабилитация и модернизация. През 2009 г. се проведеха функционални изпитания на последния модернизирани агрегат ГТКА №2 и въвеждането му в експлоатация през месец септември 2009 г. Паралелно с модернизацията на ГПА №2, беше монтирана и въведена в експлоатация Общо-станционна система SCS и Станция за разпределение на натоварването, с което на практика приключи техническото изпълнение на договор № 3061;
- Извършени са необходимите настройки и регулировки на наличното оборудване.

КС "Вълчи дол"

На площадката на КС "Вълчи дол" са монтирани 6 бр. газокомпресорни агрегати тип ГКА 4М25 – 76/ 35 – 56, предназначени за транспортиране на природен газ по магистрален газопровод "Север" и МГ "Юг". Агрегатите са бутални, задвижвани посредством електродвигател.

Наработката на отделните агрегати за 2009 г. и оставащият ресурс в моторчасове до следващия планово периодичен ремонт, са както следва:

Основно оборудване ГКА 4М25-76/35-56	Стойност на агрегата	Ресурс до следващ ППР мотор-часове
ГКА №1	Работоспособен	680 ч. до 3000 ч. ППР
ГКА №2	Работоспособен	583 ч. до 3000 ч. ППР
ГКА №3	Работоспособен	983 ч. до 3000 ч. ППР
ГКА №4	Работоспособен	1301 ч. до 3000 ч. ППР
ГКА №5	Работоспособен	1391 ч. до 1500 ч. ППР
ГКА №6	Работоспособен	1569 ч. до 3000 ч. ППР

ГКА 4M25-76/35-56	Наработка в моторчасове от начало на съответния	Наработка в моторчасове за 2019 г.
ГКА №1	107 539	465
ГКА №2	116 434	615
ГКА №3	73 872	164
ГКА №4	98 138	164
ГКА №5	91 189	106
ГКА №6	90 092	102

В рамките на ремонта и техническата поддръжка са проведени:

- Извършени необходимите ИПР, настройки и регулировки;
- Демонтаж на бутален компресор с охладител за КИП въздух;
- Монтаж на винтов компресор и осушителна инсталация, и подвързването им към съществуващата система за КИП въздух;
- Отстраняване на повреди по системата за дистанционно управление и сигнализация на общостанционните кранове, следствие на пренапрежения предизвикани от попадение на мълнии;
- Извършени три аварийни ремонта по противопожарния пръстен на площадката на КС "Вълчи дол";
- Извършен ремонт на котел КВ – Н 0,65;
- По съгласуван график с РО ИДТН Варна в съответствие с действащите разпоредби е проведено изпитание на якост и плътност на газакумулаторите към прахоуловителите, и ресиверите за КИП въздух;
- Профилактичен ремонт на контролери, автоматика и кранови възли на КС;
- Извършен е ремонт на електропроводи 110 kV "Пропан" и "Долина" захранващи КС „Вълчи дол“;
- Извършена е профилактика на I-ва и II-ра секции на ОРУ 110 kV. Подменена е релейната защита на Тр-р №1 и №2 110/6 kV. Извършена е профилактика на I-ва и II-ра секции на КРУ 6 kV. Проверена е релейната защита на ел.съоръженията от ГКА №1-6;
- Ревизирана е акумулаторната батерия в подстанция 110/6 kV.

В

КС "Провадия"

КС "Провадия" разполага с четири газотурбинни компресорни агрегата.

Състояние и наработка на ГТКА:

№ на ГТКА	ЕПН (г.г.)	Наработка (час)	Състояние
ГТКА №1	37 800	7 785	В работоспособно състояние.
ГТКА №2	33 994	4 153	В работоспособно състояние.
ГТКА №3	24 904	5 178	В работоспособно състояние.
ГТКА №4	1 528	-	В работоспособно състояние. Извършват се изпитания на комплект екологични горивни камери.

В рамките на ремонта и техническата поддръжка са проведени:

- Извършени необходимите ППР, настройки и регулировки;
- Профилактичен ремонт на контролери, автоматика и кранови възли на КС;
- По-значими ремонтни работи, извършени през 2009 г.:
 - Хидравлично преизпитание на КС "Провадия".
 - Ремонт на хидромотор на кран №20.
 - Междинни бороскопски инспекции на ГТКА №2 - 2 бр.
 - Смяна филтърни елементи на филтър-сепаратор № 3.
 - Рехабилитация на ел. проводи 20 кV „Рояк” и „Газпром”.
- По-значими реконструкции, извършени през 2009 г.:
 - Изграждане на система за аварийно отваряне на кран 20.
 - Монтаж и въвеждане в експлоатация на газова турбина, оборудвана с прилежащо оборудване и прототипни нискоемисионни (екологични) горивни камери на ГТКА №4.

Район "Стара Загора"

КС "Лозенец"

КС "Лозенец" разполага със седем газотурбинни компресорни агрегата.

Наработката на ГТКА за 2009 г. е както следва:

№ на ГТКА	Тип и № на двигателя	Нормативна стойност на ГТКА (часов)	Техническо състояние
ГТКА №1	АИ-336-2-8 №...602	648	ГТКА и двигателя са в неработоспособно състояние. Очаква се модификация на горивен колектор.
ГТКА №2		2179	ГТКА и двигателят са в неработоспособно състояние. Двигател АИ-336-2-8 №...627 се очаква да бъде изпратен за гаранционен ремонт в завода-производител.
ГТКА №3		2796	ГТКА и двигателят са в неработоспособно състояние. Двигател Д-336-2Т е изпратен за гаранционен ремонт в завода-производител.
ГТКА №4	90202ст056	4240	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №5	87202ст014	74	ГТКА и двигателят са в работоспособно състояние. Двигателят работи с ограничения по специална програма.
ГТКА №6	87202ст015	2289	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Двигателят работи с ограничения по специална програма.
ГТКА №7	87202ст011	849	ГТКА и двигателят са в работоспособно състояние. Двигателят работи с ограничения по специална програма.

В рамките на ремонта и техническата поддръжка са извършени следните дейности:

- Изпробвано е аварийното спиране на станцията и задействането на крановете за изпускане на газа;
- Извършени всички планови прегледи на прахоуловителите. Техническото състояние на съоръжението е добро;

- Извършени всички планови прегледи АВО на газа. Техническото състояние на съоръжението е добро;
- Извършени са всички планови прегледи и настройка на предпазните клапани и регулатори на БПТПГ. Техническото състояние на съоръжението е добро;
- Извършена ревизия на цялата спирателна арматура на КС;
- Извършени планови прегледи и проверени предпазни клапани на паракотелно.

КС "Странджа"

КС "Странджа" разполага с четири газотурбинни компресорни агрегата.

Наработката на ГТКА за 2009 г. е както следва:

№ на ГТКА	№ на двигателя НК	Наработка на ГТКА за 2009 г.	Техническо състояние
ГТКА №1	35125329901007	4548	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №2	35125329901002	4535	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №3	35125329901005	714	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Двигателят работи с ограничения по специална програма.

№ на ГТКА	ГТКА	Наработка на ГТКА за 2009 г.	Техническо състояние
ГТКА №4	33 398	3 657	В работоспособно състояние.

През 2009 г. беше извършено следното:

- Ревизия на всички кранове на линиите за горивен, пусков и импулсен газ (ниско налягане – 7,5 бара и високо налягане – 50 бара) и извършване на ремонт там където е необходимо;
- Ремонт на крайните изключватели на кранове 7, 7А, 8, 8А, 17, 17А, 18, 18А, 20,

31А;

- Преглед на прахоуловителите (крановете на свещите, нивомерите);
- Ревизия на крановете на ГПА 1,2,3 – набиване на смазка – кранове 1 и 2, проверка нивото на маслото в кран 6, подмяна на крайни изключватели на малките кранове където е необходимо;
- Проверка, почистване на подвижните части и регулиране на регулаторите на горивен, пусков газ и импулсен газ в БПТПГ;
- Врязване на байпас на охладителите на ГПА №4.
- Извършени са необходимите ППР, настройки и регулировки.
- Профилактичен ремонт на контролери, автоматика и линии за измерване на ГКА, крановите възли и КС.

На КС се съхраняват следните двигатели: НК-14СТ №35125329901004 (свален от експлоатация поради разрушаване на лагер на СТ) и НК-14СТ №35125329901006 след ремонт.

Район "Ботевград"

КС "Полски Сеновец"

КС "Полски Сеновец" разполага с четири газокомпресорни агрегата ГКА с обща инсталирана мощност 10 MW.

Наработката на отделните агрегати за 2009 г. и оставащият ресурс в моторчасове до следващия планово периодичен ремонт, са както следва:

Основно оборудване ГКА 4M25-76/35-56	Състояние	Ресурс до следващ ППР в моторчасове
ГКА №1	Работоспособен	793 ч. до 1000 ч. ППР
ГКА №2	Работоспособен	990 ч. до 1000 ч. ППР
ГКА №3	Работоспособен	1000 ч. до 1000 ч. ППР
ГКА №4	Работоспособен	455 ч. до 3000 ч. ППР

ГКА 4M25-76/35-56	Наработка в моторчасове от начало на експлоатация	Наработка в моторчасове за 2009 г.
ГКА №1	80 784	0
ГКА №2	86 417	449
ГКА №3	89 456	1326
ГКА №4	91 335	287

Извършени са необходимите ППР, профилактики, настройки и регулировки.

Направен е профилактичен ремонт на контролери, автоматика и линии за измерване на ГКА, кранови възли на КС и др.

Район "Ихтиман"

КС "Ихтиман"

КС "Ихтиман" разполага с три газотурбинни компресорни агрегата.

Състоянието и наработката на ГТКА за 2009 г. е, както следва:

№ на ГТКА	Идентификационен номер	Нарботка за 2009 г.	Състояние
ГТКА №1	90202ст041	239	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №2	90202ст041	1080	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №3	90202ст047	995	ГТКА и двигателя са в работоспособно състояние. Двигателят работи с ограничения по специална програма.

Извършени са необходимите ППР, настройки и регулировки

Направен е профилактичен ремонт на контролери, автоматика и линии за измерване на ГКА, кранови възли на КС и др.

КС "Петрич"

КС "Петрич" разполага с два газотурбинни компресорни агрегата.

Състоянието и наработката на ГТКА за 2009 г. е било, както следва:

В. ПЕТРИЧ

Стр. 54/89

№ ГТКА	Мощност кВт (кВТ)	Годинава работна смяна	Техническо състояние
ГТКА №1	88202ст023	1917	ГТКА и двигателят са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.
ГТКА №2	90302ст060 6,3 MW	4300	ГТКА и двигателят са в работоспособно състояние. Отсъстват ограничения при експлоатация.

През 2009 са извършени следните дейности:

- Извършени необходимите ППР, настройки и регулировки;
- Профилактичен ремонт на контролери, автоматика и линии за измерване на ГКА, кранови възли на КС и др.;
- Смяна на диафрагмите на линиите за измерване на горивен газ;
- Замяна на двигателя на ГТКА №1, поради изчерпване на назначения ресурс и на ГТКА №2, поради необходимостта от усвояване на гаранционен срок;
- Смяна на вентилатора на ВОУ на ГПА2 поради авария;
- Изпитване на якост и плътност на 2 бр. топлообменника в присъствието на представител на РО "ИДТН".

ПГХ "Чирен" – Компресорен цех

Компресорният цех разполага с осем газомотокомпресорни агрегата (ГМК).

Състояние на газомотокомпресорните агрегати е следното:

№ агрегат	ГМК	Годинава работна смяна	Годинава работна смяна	Годинава работна смяна	Общо за 2009 г.	Техническо състояние
1	ГМК № 5	300	38666	2,506	752,42	Добро
2	ГМК № 6	323	71846	2,506	810,00	Добро
3	ГМК № 7	502	63684	2,506	1258,77	Добро
4	ГМК № 8	1741	81207	2,506	4363,13	Добро

№	ГМК	Първо	Второ	Разход	Общо	Резултат
5	ГМК № 9	1529	34572	2,506	3832,44	Добро
6	ГМК № 10	1945	32654	2,506	4875,60	Добро
7	ГМК № 11	2249	29365	2,506	5636,76	Добро
8	ГМК № 12	2063	31787	2,506	5170,88	Добро
	Общо:	10652			26700	

Нагнетени са 244 802 898 м³ природен газ в ПГХ, като средният часов разход е 22 982 м³ за 1 бр. ГМК.

За разлика от други години за първи път се осъществи нагнетяване през зимния период. Нагнетяване се извърши от 24 ÷ 29.01.2009 г. и от 01 ÷ 16.03.2009 г., като бяха нагнетени общо 57 402 545 м³ газ.

Въпреки ниските температури и откритите водни комуникации за охлаждане на ГМК, аварии не бяха допуснати.

През целият нагнетателен период машините са работили на две степени.

През 2009 г. са извършени следните дейности:

- ППР на ГМК са извършени съгласно утвърден график. През периода януари – април на 2009 год. са извършени всички ППР. Ревизирани са всички спомагателни подсистеми на ГМК;
- Ремонтирани бяха 6 бр. компресорни цилиндри:
 - на ГМК № 7 – 4 бр.
 - на ГМК № 5 – 1 бр.
 - на ГМК № 6 – 1 бр.
- Подменени колектори на изгорелите газове на ГМК №№ 7, 9 и 10;
- Отлят е нов фундамент за намаляване вибрациите на изходен колектор 2-ра степен на ГМК №6;
- Подменен е изходен кран на 2 степен на ГМК № 11;
- Извършени замери на вредните емисии в изгорелите газове на ГМК;
- Подменени 10 бр. инжекторни клапани;
- Ревизия на всички спомагателни подсистеми на компресорния цех и ПГХ;
- Подмяна на акумулаторните батерии на UPS-и поддържащи непрекъснатата работа на системите за управление и наблюдение на технологичните процеси в

ПГХ-Чирен;

- Интеграция на аварийен газов агрегат в съществуващите захранващи и информационни системи.

3. Диагностика

Дейностите по диагностика в "Булгартрансгаз" ЕАД се извършват от специализирана Диагностичната лаборатория.

1. През 2009г. са извършени визуални бороскопни инспекции с прибори ОЛИМПУС на:

- Газови турбини, модел НК-12СТ - 14 бр.;
- Газови турбини, модел ТНМ1304 /11 - 6 бр.;
- Газови турбини, модел Д336-2Т и АИ-336-2-8 - 14 бр..

2. Увеличаване ресурса на газотурбинни двигатели:

№	Модел на двигателя	Резултат
1.	НК-12СТ-8мВт №87202 ст 011 от ГТКА №7 КС „Лозенец“	Увеличен ресурс от 35000 часа на 37000 часа след извършена бороскопна инспекция и мероприятия по оценка на техническото състояние. Към момента двигателят е наработил 35019 часа
2.	НК-14СТ № 35125329901005 от ГПА №3 КС „Странджа“	Увеличен ресурс от 26000 часа на 26500 часа след извършена бороскопна инспекция и мероприятия по оценка на техническото състояние.

3. Технологично осигуряване замяната на газотурбинни двигатели, монтаж-демонтажни и ремонтни операции. Изпитания на двигателите:

- НК-12СТ- № 89302 ст 049 от ГПА №1 КС Петрич" с НК-12СТ № 88202 ст 023 по причина наработка на назначения ресурс;
- Д336-2Т №70833823081625 от ГТКА №3 КС „Лозенец“ – гаранционен двигател;
- АИ-336-2-8 №70833823081627 от ГТКА №2 КС „Лозенец“ – гаранционен двигател;
- АИ-336-2-8 №70833823081602 от ГТКА №1 КС „Лозенец“ – гаранционен двигател;
- ДТ70П №708007 от ГПА №1 КС „Кардам-2“ – гаранционен двигател;

- ДТ70П №705002 от ГПА №1 КС „Кардам-2” – гаранционен двигател.
- 4. *Термодиагностика с инфрачервена термокамера T300* – извършена на 18 бр. газотурбинни двигатели и ГПА
- 5. *Измерване и на вредните емисии в изходящите газове на газотурбинните двигатели с прибор ТЕСТО 350XL и където е възможно – извършване на съответни регулировки.*
- 6. *Комисии по анализ на гаранционни двигатели, съставяне на рекламационни актове и изпращане за гаранционен ремонт в завода производител както следва:*
 - двигатели АИ-336-2-8 № 70833823081627, № 70833823081602, № 70833823081625;
 - двигатели ДТ70П №ДОП705003, №705006, №705005, №708007;
 - двигател Д336-2Т №70833823081625.
- 7. *Извършване на инспекции V2 съвместно с представители на МАН Турбо на ГТА №2 от КС Провадия.*
- 8. *Извършване на инспекция и контролно измерване на вредни емисиите, съвместно с представители на завода –производител на експериментален двигател ТНМ 1304-11 от ГТКА №4 КС „Провадия”, оборудван с екологични горивни камери.*
- 9. *Комисии за анализ на сложни дефекти по газотурбинните двигатели и агрегати и тяхното отстраняване – 5 случая.*
- 10. *Технологично осигуряване замяната на 3 броя проточни части от ГПА № № 1, 2 на КС „Лозенец” и ГПА №5 на КС „Кардам-2” с проточни части СПЧ-7,5-56/1,45.*
- 11. *Разкриване и обследване на дефекти по линейна част (МГ, ТГ), съвместно с районите на „Булгартрансгаз”ЕАД:*
 - заводски, механични дефекти;
 - дефекти свързани с метална загуба;
 - дефекти в геометрията на газопровод.

Булгартрансгаз

Стр. 58/ 87

12. *Определяне напрегнато състояние на метала в побитости*, зони с повишени напрежения от побитости в участък ЛК „Батулци” – ЛК „Клаугерово” от преносен магистрален газопровод, извършване на безразрушителен контрол: магнитно-прахов, ултразвуков, контрол с проникващи течности. Определяне на зони подложени на стрес корозионно напукване; ремонт на засегнати тръби.
13. *Безразрушителен контрол* на транзитен газопровод за Гърция. Открити недопустими дефекти от метална загуба и пукнатини. Ремонти чрез поставяне на композитни ленти - Clock Spring и метални черупки.
14. *Оценка* на засегнатото от трета страна газопроводно отклонение при гр. Попово.
15. Ултразвуково обследване на дефектен тройник при с. Царевец.

4. Електроенергетика и електрооборудование

1. Национална газопреносна система

- Електросъоръженията са в работоспособно състояние;
- Извършват се необходимите профилактики и обслужване:
 - на съоръженията на ОРУ 110/6kV, КРУ, КТП 6/0.4 kV
 - електропроводите 110kV и 20 kV;
 - трансформатори и акумулаторни батерии.
- Проверка на мълниезащитните и заземителни инсталации и релейна защита

2. Транзитна газопреносна система

- Електросъоръженията са в работоспособно състояние
- Извършват се необходимите профилактики и обслужване:
 - електропроводите 20 kV;
 - трансформатори и акумулаторни батерии;
- Проверка на мълниезащитните и заземителни инсталации и релейна защита
- Проверка на токоизправители 27V и 110V, акумулатори 27V, 220V, инвертори и UPS.

Електроенергия, консумирана от районите на „Булгартрансгаз” ЕАД за 2009г.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Потребител	Единица [kWh]
СН К С - Кардам I	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>36 000</u>
○ върхова [kWh]	6 000
○ дневна [kWh]	18 000
○ нощна [kWh]	12 000
Еднотарифна [kWh]	0
СН К С - Кардам II	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>1 138 116</u>
○ върхова [kWh]	277 440
○ дневна [kWh]	429 214
○ нощна [kWh]	377 878
Еднотарифна [kWh]	53 584
СН К С - Провадия	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>1 177 680</u>
○ върхова [kWh]	315 120
○ дневна [kWh]	497 900
○ нощна [kWh]	364 660
Еднотарифна [kWh]	0
ВН К С - Вълчи дол	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>2 680 416</u>
○ върхова [kWh]	654 062
○ дневна [kWh]	1 060 997
○ нощна [kWh]	900 617
Еднотарифна [kWh]	64 740
ВН К С - Полски Сеновец	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>4 953 235</u>
○ върхова [kWh]	1 237 552
○ дневна [kWh]	2 049 288
○ нощна [kWh]	1 666 395
СН РЕП - Ботевград	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>331 868</u>

Потребители	Единица [kWh]
○ върхова [kWh]	54 673
○ дневна [kWh]	84 197
○ нощна [kWh]	64 998
Еднотарифна [kWh]	128 000
СН К С - Чирен	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>2 212 530</u>
○ върхова [kWh]	598 387
○ дневна [kWh]	878 093
○ нощна [kWh]	736 050
Еднотарифна [kWh]	0
СН К С - Лозенец	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>1 046 061</u>
○ върхова [kWh]	272 000
○ дневна [kWh]	424 000
○ нощна [kWh]	328 000
Еднотарифна [kWh]	8 220
СН К С - Горска Поляна	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>1 316 000</u>
○ върхова [kWh]	336 000
○ дневна [kWh]	552 000
○ нощна [kWh]	428 000
Еднотарифна [kWh]	0
СН РЕП Загоре	
<u>Ел.енергия - общо [kWh]</u>	<u>383 991</u>
Други потребители - общо [kWh]	0
СН К С - Ихтиман	
<u>Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.</u>	<u>421 502</u>
○ върхова [kWh]	92 321
○ дневна [kWh]	151 129
○ нощна [kWh]	133 289
Еднотарифна [kWh]	44.763

ВЯРНО

Потребител	Използване - kWh
СН К С - Петрич	
Ел.енергия - общо [kWh], в т.ч.	600 773
○ върхова [kWh]	146 298
○ дневна [kWh]	246 083
○ нощна [kWh]	208 392
Еднотарифна [kWh]	0
ОБЩО	16 298 172

Потребление на електроенергия по дейности:

Дейност	Използване - kWh
Транзитен пренос на природен газ	5 700 132
Пренос на природен газ	8 385 510
Съхранение на природен газ	2 212 530
ОБЩО	16 298 172

5. Метрологично осигуряване на измерването ЕРС КИС

За измерване на основните параметри на газоподаването (разход, налягане, температура и състав на газа) се използват следните средства за измерване: разходомерни системи, включващи разходомери за природен газ и коригиращи устройства за обем; термометри и преобразуватели за температура; манометри и преобразуватели за налягане и газови хроматографи. Измерванията се извършват съгласно нормативната база в страната и приетите стандарти.

За измерване на природния газ за търговски цели се използват турбинни, ротационни разходомери и стесняващи устройства. Извършват се последващи проверки на всеки две години от акредитирани лаборатории, които издават протокол с резултати от проверката и поставят знаци, удостоверяващи резултатите от метрологичния контрол. Със същият междупроверочен интервал са и вторичните преобразуватели на разход, към тези типове разходомери. Те също се проверяват от акредитирани лаборатории.

- Проведени са държавните проверки на всички средства за измерване, предпазни клапани и работни манометри;
- Проверени са турбинните и ротационни разходомери с $Q_{max} = 1000 \text{ m}^3/\text{h}$;

ДИРНО СЪЗДАНИЕ

- Проверени са вторичните преобразуватели на разход и трансмитери на налягане;
- Доставени са предвидените в инвестиционната програма образцови и работни средства за измерване, разходомери и вторичните преобразуватели на разход и трансмитери на налягане.

Метрологична дейност

- Измерване количествата на природния газ:
 - Пренесен към потребителите на "Булгаргаз" ЕАД;
 - Горивен и пусков газ за компресорните станции;
 - Горивен газ за собствени нужди на "Булгартрансгаз" ЕАД;
- Метрологични проверки на средства за измерване на величини от процесите на газопренасяне – манометри, преобразуватели на разход, налягане, диференциална разлика в налягането, температура и други;
- Разработване на методики, програми, паспорти и други нормативно-технически документи, относно средствата за измерване по райони;
- Разработване на технически задания за нови и реконструкция на съществуващи измервателни линии в районите, както и заявяване и закупуване на оборудване по ИП 2009.;
- Проектиране, изработване и пускане в експлоатация на измерителни линии извън ИП 2009;
- Подмяна на амортизирани и дефектирали средства за измерване и изпращането им на ремонт.

6. ГРС и ГИС

За периода януари - декември 2009 г. експлоатацията на газорегулаторните и измервателни станции имаше за цел да осигури надеждност в работата на съоръженията и непрекъсваемост на доставката на природен газ.

ГРС и ГИС по райони са както следва:

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

№	Обект	ГРС	АГРС
1	Вълчи дол	18	8
2	Ботевград	22	6
3	Стара Загора	16	3
4	Ихтиман	9	6

*** Забележка:** Бройките на ГРС, АГРС и ГИС са определени според площадките, на които са разположени и са само за търговски цели.

Район Вълчи дол

През изминалата година съоръженията са работили в нормален режим, не са допуснати аварии и технологични повреди поради неправилна експлоатация.

- Извършени преустройства и реконструкции:
 - Реконструкция на ГРС "Разград I";
 - Реконструкция на ГРС "Страшимирово";
 - ГРС "Исперих".
- Изпълнени са всички мероприятия, заложиени в ГПИП за 2009г.;
- Всички реконструкции, преустройства и ремонти са извършени по техническа документация, заверена от органите на технически надзор, като на база правилното изграждане на газовите съоръжения и проведените изпитания на якост и плътност са получени разрешения за експлоатация;
- На обслужваните обекти са извършени всички проверки съгласно действащата нормативна база.

Метрология и измерване на природен газ през 2009 г.

- Метрологични проверки на средства за измерване на величини от процесите на газопренасяне – разходомери, манометри, преобразуватели на разход;
- Метрологични проверки, организирани от оторизирани държавни органи (ДМН-Варна, ДМН-Русе, ДКЕВР и др.);
- Съвместни проверки по измерване на природения газ с "Булгаргаз" ЕАД, "Овергаз" и ЧТК;
- Подмяна на версиите на вторични преобразуватели на разход CF300 III2 във всички ГРС, АГРС, ГИС и КС за автоматична корекция на състава на газа;
- Подмяна конфигурацията на вторични преобразуватели на разход CF 300D2 в ГРС, АГРС и КС ежесечно съгласно сертификата на газа;

ВЯРНО СЪЗДАНА

Район Стара Загора

Изпълнените по-големи обекти и ремонти през 2009 г. са следните:

- Врязвания за нови потребители-ГИС Шишманци за ИНСА ОЙЛ Белозем;
- ГРС Бургас - Изграждане на 2 нови измервателни линии Ду300;
- ГРС Пловдив, Стара Загора, КЦМ, Дебелт - Изграждане на нови измервателни линии с тубини (подмяна на блендови);
- Изграждане ГИС Шишманци и ГИС Могила;
- Подмяна на топлообменник АГРС Стамболийски.

Район Ботевград

- *Извършени реконструкции, ремонти и преустройства а именно:*
 - Реконструкция на ГРС Враца;
 - Реконструкция на ГРС Кремиковци.
 - ГРС Враца и ГРС София - 1.
 - Изграждане нова линия за ултразвуково мерене ГРС София – 1.
 - ГРС Плевен изграждане на нова измервателна линия в “Рафинерия Плама” АД – Плевен
- Ремонт сгради ГРС София-1, АГРС Ботевград, АГРС Севлиево, АГРС Трудовец, АГРС Елин Пелин, АГРС Левски, ГРС София -2, ГРС София – 3.
- Извършени периодични проверки:
 - на ППК и отсекателни клапани в ГРС и АГРС.
 - за пропуски на газ на съоръженията монтирани в ГРС, АГРС и ГИС.
 - на регулатори за налягане и сработване на входни и изходни кранове на ГРС, АГРС и ГИС.
- Изглаждане нови обекти, съгласно инвестиционната програма за 2009 г. на дружеството: ГРС Кремиковци, ГРС София 1, ГЗП за “Газинженеринг” ООД, ГИС Разлив.
- Разширена информационната система на района с нови обекти – измервателни линии, ГИС, ГЗП, СКЗ.

Район Ихтиман

- Изграден е ГИС Костенец.
- ГИС Сандански въведен в експлоатация.
- АГРС Благоевград – присъединен към газопровода на „Рила газ” и пуснат в

ВЕРНО С ОПРЕДЕЛЕНИЕТО

експлоатация. Дистанционно управление на отоплителните котли, смяна на версиите на всички електронни коректори за разход на газ CF-300T2. Метрологична проверка на турбинните разходомери преди пуск.

- АГРС Петрич – реконструкция на IV-та линия за „Овергаз Запад” - монтаж на нов регулатор за налягане с по-малък дебит.
- Ремонт на АГРС Белово.
- Изграден е ГИС Богданлия между район Ихтиман и район Ботевград,

7. Съхранение на природен газ

Извършените дейности за изпълнение на инвестиционната програма през 2009 г. са следните:

- Определяне на експлоатационните режими на сондажите за отделните етапи при добива и нагнетяване;
- Подготовка на технически задания за новите задачи от инвестиционната програма за 2009 г.;
- Разработване на технически условия за прокарване на нов експлоатационен наклонено-насочен сондаж, ликвидация на сондаж Е-36, технологичен проект за експлоатация на ПГХ „Чирен”, сондажно геофизични изследвания на четири експлоатационни сондажа, геомеханично симулиране на Чиренския подземен резервоар, проект за провеждане на 3D сеизмика, профилактика на 5 бр. сондажи и др.;
- Симулация на експлоатацията на ПГХ „Чирен” с цел установяване на възможни технологични загуби;
- Запознаване с дейността и възможностите в областта на съхранението на природен газ със словашката фирма Нафта Гбели, Ромгаз, Тюбфюз, и др. във връзка с предстоящото разширяване на ПГХ „Чирен”;
- Извършване на резервоарно симулиране на експлоатацията на ПГХ „Чирен” през 2008 г. (извършено през м. януари 2009 г.) и определяне на размера на технологичните загуби;
- Прогнозиране на експлоатацията на ПГХ „Чирен” до наляганя 150 бара във връзка с изготвеното становище за разширението на Чирен и обосновка на необходимите финансови средства;
- По време на газовата криза през м. януари на практика бе приложена, създадената от „Булгартрансгаз” ЕАД специализирана методика за следене движението на водния конус при форсиране на добива на газ от сондажите. В резултат на това за първи път се достигна максимум при добив на надземните

съоръжения (4.3 млн. м³/ден) с по-малък от проектния брой сондажи – с около 10 бр.;

8. Проблеми, свързани с производствената дейност

Проблемите, свързани с производствената дейност, са идентифицирани от експлоатационните райони на "Булгартрансгаз" ЕАД, които са пряко ангажирани с дейността.

По-основни от тях са:

- Във всички райони се наблюдават затруднения при изпълнение на дейностите по експлоатацията, свързани с морално остарелите, недостатъчни специализирани високо проходимы автомобили;
- Проблеми, свързани с неуредена собственост на земята на съществуващи площадки на КВ, АГРС, ГРС, НУП и др. Това затруднява извършването на капитални ремонти и изграждане на технологични обекти в рамките на съществуващите площадки, поради невъзможност за издаване на разрешения за строеж от съответните общини;
- Липса на единна система за наличности в складовете на дружеството;
- Все още има проблеми със социално-битовото обслужване на част от персонала на компресорните станции;
- Голям проблем са неравномерните потоци по транзитната система, в повечето случаи доста по-ниски от проектните и договорените, което допълнително намалява ресурса на съоръженията на компресорните станции.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

VIII. БАЗА ЗА ТЕХНИЧЕСКО РАЗВИТИЕ И ВНЕДРЯВАНЕ

Предмет на дейност на Базата за техническо развитие и внедряване (БТРВ) в гр. Ботевград е: проучване, проектиране, изработване и монтаж на магистрални газопроводи, парокотелни централи, водопроводни и топлопроводни инсталации, КИПиА; производство на електроизолиращи фланци, автоматични газоразпределителни станции и газорегулаторни пунктове; връзване на газопроводни отклонения под налягане.

През 2009 г. специалистите и работниците от БТРВ са работили общо по 87 поръчки, открити през същата или през предходни години. От тях приключени в рамките на годината са 49 бр., а 38 поръчки остават преходни за 2010г.

№	Вид на дейността	Брой поръчки
1.	Работни проекти и други задачи с характер на проектиране	23
2.	Авторски надзор, в т.ч допълнителни проектни части или предпроектиране	2
3.	Геодезически замервания, заснемане, трасиране	10
4.	Изработка на изделия	4
5.	СМР, в т.ч. връзвания, стопел операции, изпълнение на измерителни линии, аварийни ремонти и др.	10
	ОБЩО:	49

1. Проектна дейност

- Работно проектиране на три обекта от ГПИП на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- Шест работни проекта за реконструкция или подмяна на измервателни, регулиращи линии и три проекта за реконструкции на обекти;
- Един работен проект на станции за катодна защита;
- Работно проектиране на обект извън ГПИП за пълен инженеринг;
- Проектиране свързано с предивестиционни дейности;
- Изработване на документация за избор и закупуване на площадки, подробни устройствени планове, конструктивна документация за изработка на изделия и др.;

ВЯРНО СЪГЛАСОВАНО
Сл. 108/87

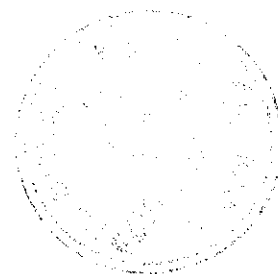
Ca

2. Авторски надзор при изпълнение на обекти:

- ГО и ГИС "Сандански"
- Пускова камера Враца 2

3. Производствена, ремонтна и монтажна дейност

- Производство на изделия:
 - изолиращи фланци (25бр);
 - изделия за доокомплектоване на оборудване на пробивна машина Уилямсон;
 - изделия, консумативи за стопел операции.
- Врязване под налягане:
 - по вътрешни заявки – 6 бр.;
 - по договори с външни възложители – 1 бр.
- Врязване под налягане по вътрешни заявки – 2 бр. и с външен възложител - 1 бр.
- Отстраняване аварии, ремонти, демонтаж и монтаж;
- Стопел операция на байпасна линия ОС Горни Богров.



ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

6

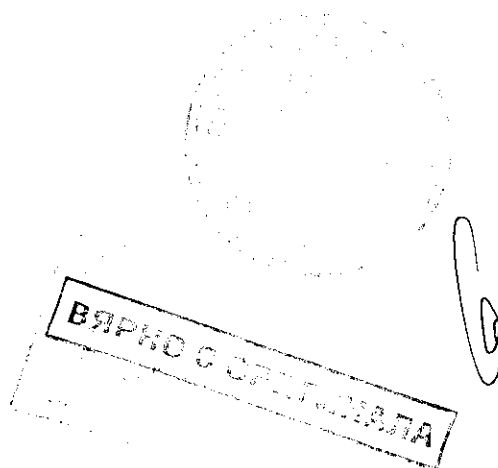
IX. ЕКОЛОГИЯ И ОПАДЪЦИ

През изтеклата 2009 г., след влизане в сила на Комплексните разрешителни (КР) на шест от компресорните станции (КС) на дружеството, беше изготвена документация, включваща инструкции, списъци, протоколи, методики, дневници и планове, и беше извършен мониторинг на емисии на вредни вещества в атмосферата, мониторинг на шум в околната среда, мониторинг на почви, мониторинг на отпадъчни води и др., задължително необходими за изпълнението на условията заложиени в КР. Във връзка с правилното изпълнение на условията на КР бяха извършени проверки от контролните органи РИОСВ (Регионални инспекции по околната среда и водите) и БД (Басейнови дирекции) във всички КС с издадени комплексни разрешителни. Изготвени и докладвани са първите годишни доклади по околна среда (ГДОС) за изпълнението на условията заложиени в комплексните разрешителни за всяка една от КС.

През 2009 г. бяха сключени договори с фирми за анализи на масла и води за нуждите на дружеството. Анализите на масла се налагат във връзка с осигуряване на правилната работа на ГТКА (газотурбинните компресорни агрегати), а анализите на води се правят във връзка с КР и всички други разрешителни за водоползване издадени на дружеството.

Във връзка с утвърдената от РИОСВ София ПУО (Програма за управление на отпадъците) на „Булгартрансгаз“ ЕАД през 2009 г. бяха сключени договори с лицензирани фирми за извозване на отпадъци, генерирани от производствената дейност на дружеството.

За осемте обекта на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които притежават разрешителни за емисии на парникови газове, бяха верифицирани и представени в ИАОС годишни доклади за 2009 г. за емисии на парникови газове, които са качени на официалната страница на Националния регистър за емисии на парникови газове.



X. ПРОТИВОПОЖАРНА И ПРОИЗВОДИТЕЛНО-ТЕХНИЧЕСКА И АВАРИЙНА БЕЗОПАСНОСТ

Дейността по охрана на труда, техническата и пожарна безопасност през изминалата година беше насочена към осигуряване на безаварийна и безопасна експлоатация на магистралните и транзитни газопроводи и съоръженията към тях, а така също и приемането на нови обекти в съответствие с изискванията на нормативите актове.

1. Подготовка на експлоатационния и ремонтния персонал по техническа безопасност (ТБ) и противопожарна охрана (ПО):

- Проведени изпити на всички работници и служители, които обслужват газовите съоръжения в дружеството, за получаване право на работа, съгласно изискванията на чл. 247, ал. 2, т. 4 от "Наредбата за устройство и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ";
- Проведени и документирани начални и периодични инструктажи, обучение на новопостъпили работници, периодични проверки на общото състояние на обектите;
- Актуализиране на инструкции, наредби и материали, отнасящи се до въпросите по техническа и противопожарна безопасност, налични в експлоатационните райони, в съответния обем и работни места;
- Обучение на съставите на комитетите по условия на труд от екипите на СТМ "Медико" ЕООД.

2. Изисквания към работните места:

- Технологичният режим на работа и оборудването се поддържат във вид, който осигурява безопасни условия на труд и работна среда, отговарящи на изискванията за санитарно – хигиените норми на труд. По отношение на санитарно – хигиените изисквания в районите е организирано измерване на факторите на работната среда и определяне на рисковите работни места.
- На местата, където факторите на работната среда са над пределно допустимите норми, са подsigурени лични и колективни предпазни средства.
- Всички работници в дружеството редовно получават работно облекло, което се доставя по договор. На дежурния персонал за нощните смени се осигуряват тонизиращи напитки – кафе, а на целия персонал минерална вода.
- Във всички райони са осигурени нормални условия за работа – водоснабдени са, осигурено е столово хранене, има оборудвани бани, мивки и тоалетни.

3. Разработване на технически задания и провеждане на процедури по ЗОП:

- До м.ноември 2009 г. всички райони имаха сключени договори с независими лицензирани лица за осъществяване на технически надзор на съоръженията с повишена опасност съгласно чл. 34 от Закона за техническите изисквания към продуктите /ЗТИП/.

4. Спасителни и неотложни аварийно – възстановителни работи при бедствия, аварии и катастрофи.

- Актуализирани са Плановете за провеждане на спасителни и неотложни аварийно-възстановителни дейности при възникване на бедствия, аварии и катастрофи в Централно управление и териториалните структури. Същите са съгласувани с Главна дирекция „Национална служба “Гражданска защита” и териториалните ѝ звена. Създадена е организация за ефективно взаимодействие с Главна дирекция Национална служба “Гражданска защита”, Главна дирекция „Пожарна безопасност и спасяване” и структурните звена от МВР по места;
- Извършени са всички отсрочки в Столично военното окръжие на резервисти и техника, съгласно изискванията на Наредбата за отсрочване от повикване във въоръжените сили при мобилизация;
- Организирано е денонощно дежурство за управление на технологичните процеси в Централно управление и експлоатационните райони;
- Ежемесечно в Дружеството се провеждат тренировки с членовете на Постоянната комисия за предотвратяване и ликвидиране на последствията при бедствия, аварии и катастрофи. По време на тренировките се усъвършенстват действията на диспечерите в Централна диспечерска служба (ЦДУ) – София и взаимодействието с районните диспечерски служби. За резултатите от тези тренировки се изготвят протоколи с изводи и задачи за недопускане на слабости в действията при сложна обстановка.

През изтеклата година възникнаха следните кризисни ситуации:

- 4.1 Изтичане на газ от заварка на байпасна връзка DN 150 между ЛК 2 и ЛК 3 в кранов възел “Враца 2” в землището на с. Царевец, гр. Мездра на 29.09.2009 г., вследствие фабричен дефект на тръбопровода. Ремонтно-възстановителните работи са извършени със собствени сили и средства на дружеството.
- 4.2 Пропуск на газ от заварка на кранов възел “Чепинци” на 30.07.2009 г. Разкъсване на заваръчен шев, вследствие слягане на земни пластове на газопроводно отклонение АГРС Чепинци. Ремонтно-възстановителните работи са извършени със собствени сили и средства на дружеството.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

По време на аварияте злополуки не бяха допуснати

5. Трудови злополуки.

През изминалата 2009 г. няма трудови злополуки.

6. Противопожарната защита на обектите и съоръженията

- Осъществява се с технически средства, които се състоят от система за пожароизвестяване, пожарогасене, алармени и оповестителни сигнали, ръчни гасителни средства и други стационарни помощни съоръжения, разположени по площадките на обектите на газопреносната система;
- Сключен договор с оторизирана фирма за абонаментно сервизно обслужване на пожароизвестителните и пожарогасителните инсталации на компресорните цехове, ПГХ "Чирен" и сградния фонд;
- От началниците на райони са изпратени сигнални писма до кметовете, през землищата на които минава газопроводът, за спазване изискванията за противопожарна безопасност (да не се изхвърлят и запалват отпадъци, стърнища и др. материали, в близост до газопровода);
- Проведено съвместно практическо занятие със служителите от район Ботевград и курсанти от Академията на МВР за гасене на пожар по газопреносната мрежа.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

XI. ДИСПЕЧЕРИРАНЕ

В резултат на структурни промени в дружеството „Централно Диспечерско Управление” беше реструктурирано в „Главно Диспечерско Управление” със следните звена: отдел „Диспечерски” включващ Централна диспечерска служба, отдел „Балансиране” и отдел „Режими”. Настъпиха изменения в същността на диспечерското управление на технологичните процеси при транспорта на газа, свързани с увеличаване сложността на обектите на управление, високите изисквания за надеждност на газоснабдяването, безопасността на газопреносната мрежа, внедряването на нови информационно-изчислителни и програмни системи. В диспечерската работа, наред с основните функции по контрола на технологичния процес, значително място заемат функциите по осигуряване на взетите решения. Качеството на диспечерските решения се обуславя от много фактори: качество на информационното обезпечаване, квалификация на диспечерския персонал, наличие на програмни средства за осигуряване на взетите решения, наличие на информационни системи в реално време и др.

Основните задачи, изпълнявани от ГДУ и РДС през 2009 г., са свързани с представяне на фактическата балансо-потокова ситуация; моделиране и оптимизация на потоците в газотранспортните системи (ГТС); моделиране и оптимизация на режимите на ГТС; разчет на показателите за количество и качество на природния газ в газотранспортната мрежа; прогнозиране на потреблението на природен газ; оперативно управление - пряко и чрез РДС на газопреносната мрежа, свързаните към нея газоразпределителни мрежи и други обекти, спазвайки критериите за непрекъсната, безопасна, качествена и икономична работа. Увеличаването на обемите информация, обменяна между ГДУ и РДС, даде възможност от м. септември 2009г. да се въведе работа с оперативни баланси в обособените регионални звена. Това бе нова задача за районите диспечерски служби /РДС/, която предизвика много въпроси за коректността на данните от измервателните уреди и датчиците за налягане и температура, настройките на приборите по ГРС, АГРС и ГИС. По инициатива на РДС бяха извършени многобройни проверки от специалисти по метрология, ЛЕС и други служби в „Булгартрансгаз” ЕАД. За целите на оперативния баланс бяха приложени различни режими на работа на газотранспортната система. За три месеца бе постигнато значително намаляване на дебаланса.

ВЪРХО В ОРЕДНАЛА

XII. ПОЛИТИКА ПО ОТНОШЕНИЕ НА ЧОВЕШКИТЕ РЕСУРСИ

Политиката за УЧР на ниво дружество се разработва съвместно от висшето ръководство и звеното по ЧР, като се вземат предвид бизнес стратегията, приоритетите и бизнес програмите на дружеството.

През 2009 година броят на служителите в „Булгартрансгаз“ ЕАД е 1047 човека, като персоналът е нараснал в резултат на прехвърляне от „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, по смисъла на чл.123, ал.1, т.7 от КТ, считано от 15.04.2009 г., на дейности като: поддържане на сградата, почистване, ксерографиране, хранително възстановителен комплекс, транспорт, Учебно-възстановителен център „Република“.

През м. юни 2009 г. беше въведена нова организационна структура в дружеството на основание Решение на СД на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 30.04.2009 г. и одобрена от СД на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД на 19.06.2009 г. Това доведе до увеличаване на дела на персонала, нает в Централно управление в общо списъчния състав от 16 % на 23 %, като списъчният състав по райони остана относително постоянен.

Срокът на подписаният Колективен трудов договор (КТД) от 27.03.2008 г. беше продължен с допълнително споразумение от 16.12.2008 г. и последващо от 29.06.2009 г. КТД имаше за цел подобряване условията на труд, перспектива за професионално развитие на персонала, осигуряване на висок жизнен стандарт, регулиране на отношенията между служителите и работодателя.

С него бяха уредени заплащането и стимулирането на персонала, квалификация и преквалификация, безопасните и здравословни условия на труд и социална политика.

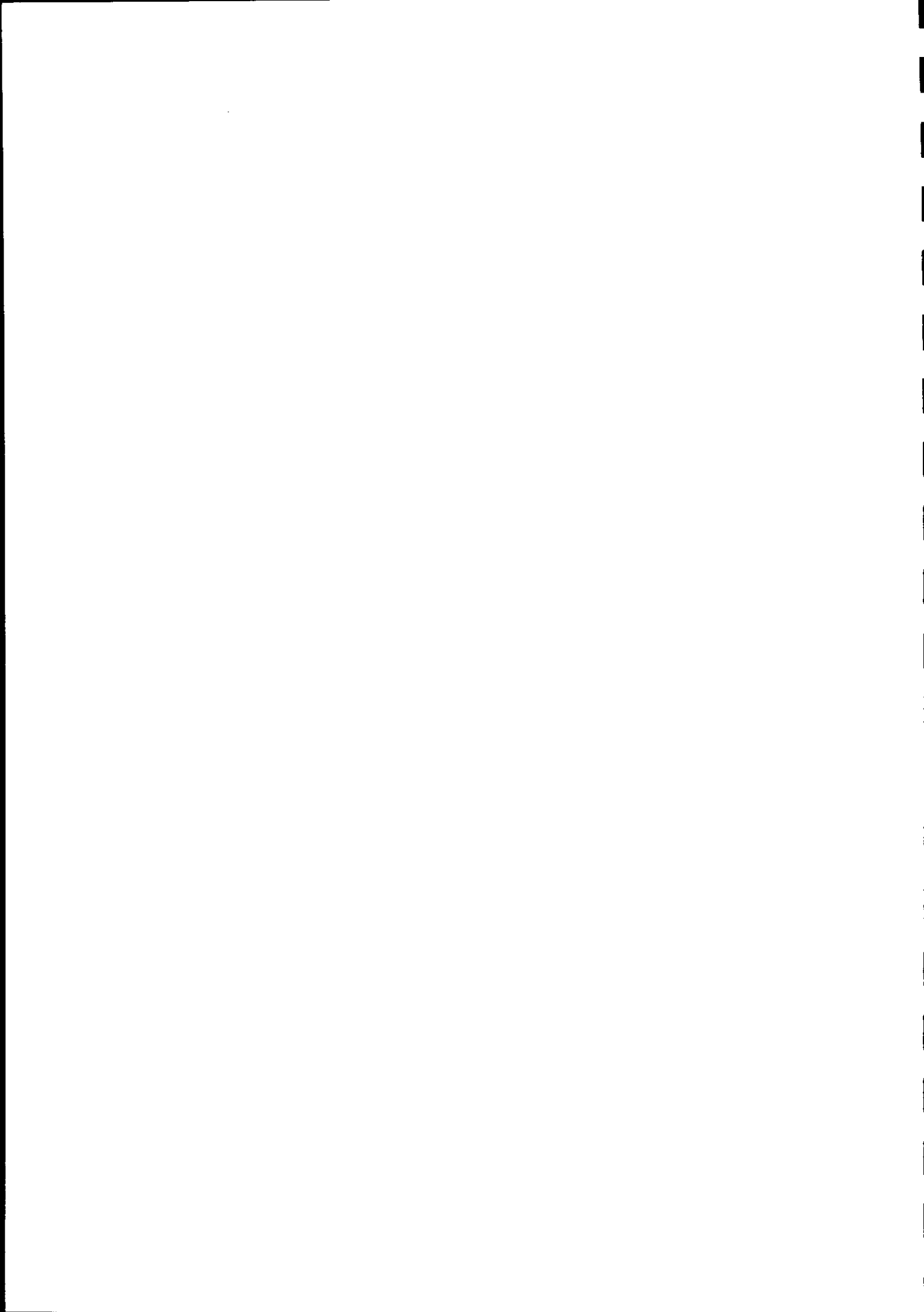
Социалната политика през изминалата година обхващаше медицинско обслужване, заплащане на разходи за храната, заплащане разходите за транспорт, курсове за квалификация и преквалификация, разходи за почивка на персонала, допълнително пенсионно и здравно осигуряване.

През 2009 г. бе отчетена средна брутна месечна заплата в размер на 1 307 лв.

Обучението на персонала е практика с традиции в дружеството. Както всяка година, така и през 2009 г. бяха проведени квалификационни курсове на целия персонал от Главно управление „Техническа експлоатация“, Централно диспечерско управление и РДС.

Във връзка със стриктното спазване на изискванията за здравословни и безопасни условия на труд, беше сключен договор за абонаментно обслужване със служба по трудова медицина. Висококвалифицирани специалисти на фирма „Медико“ ООД извършиха профилактични прегледи на всички работници и служители, като бе направен и анализ на заболяемостта.

Направена бе оценка на рисковете на работните места и идентифициране на опасностите за здравето на хората на база измерени фактори на работните места.



Актуализираха се и картите за комплексна оценка на работните места. Проведе се обучение на Комитетите по условия на труд.

За целия персонал в дружеството работодателят е сключил групов рисква застраховка "Живот", която покрива рисковете при злополука и рисковете от общо и професионално заболяване.

Продължиха и вноските по Договор за Допълнително доброволно пенсионно осигуряване с ПОД „Алианц България“ АД.

ВЯРНО С ФРЕГЕНАЛ

XIII. ДЕЙНОСТИ, СВЪРЗАНИ С ИНФОРМАЦИОННИТЕ И КОМУНИКАЦИОННИ СИСТЕМИ НА ДРУЖЕСТВОТО

През 2009 са извършвани дейности за обезпечаване на технологична комуникационна и информационна свързаност на Централно управление с всички обекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на страната, както и с обекти на територията на Румъния, Турция и Гърция.

През изминалата 2009 г. е извършвана поддръжка и експлоатация на наличните комуникационни и информационни системи за технологични и административни нужди на „Булгартрансгаз“ ЕАД, осигурявано е развитието на тези системи, а така също са извършвани комуникационни, информационни и други услуги на „БЕХ“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД.

„Булгартрансгаз“ ЕАД притежава собствени комуникационни системи, включващи медни и оптични кабели, УКВ радиостанции за глас и данни, активно мрежово оборудване с използване на технологиите – комутация на канали и комутация на пакети, тринадесет цифрови УАТЦ, система за непрекъснато наблюдение на оптични влакна по цялото трасе на оптичните магистрали и автоматично известяване при влошаване на параметрите на влакната вследствие на външни механични въздействия върху кабела – огъване, издърпване, прекъсване и др.

Всички кабелни трасета на територията на цялата страна са разположени в сервитута на газопроводите, в обслужваеми и необслужваеми усилвателни пунктове (ОУП и НУП).

Общата дължина на оптичните кабелни магистрали на „Булгартрансгаз“ ЕАД към края на 2009 г. възлиза на 665 км. оптични кабелни магистрали. Съвременните преносни среди – оптичните кабели, цифровизираните медни кабели и безжични технологии – УКВ-станции и GSM/ GPRS, обезпечават надеждна мрежова свързаност с използване на етернет-технология на всички районни диспечерски служби (РДС) с компресорните станции (КС) и с централната диспечерска служба (ЦДС). С използването на пакетната технология на пренос и изградената съвременна интранет-мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД практически няма ограничения за обслужване на информационните потоци (глас, данни и видео) за нуждите на оперативното и административното управление на Дружеството.

Оптичните кабелни магистрали осигуряват основната WAN свързаност на обектите – София, Ихтиман, Пловдив, Стара Загора, Лозенец, Странджа, Провадия, Вълчи Дол, Кардам, Негру Вода и Малкочлар. Цифровизирани медни кабелни магистрали осигуряват основна WAN свързаност по северното трасе между обектите – София, Ботевград, Чирен, Полски Сеновец и Вълчи Дол, като по този начин се осигурява 100% обхващане на основните обекти на Дружеството в интранет-мрежата. Съществена характеристика на тази мрежа е нейната надеждност и резервираност, които се гарантират от изградената пръстеновидна структура – София – Ихтиман – Пловдив –

Загоре – Лозенец – Провадия - Вълчи Дол - Полски Сеновец – Ботевград - София.

Участъците Вълчи Дол – Кардам и Стара Загора – Странджа не са включени в пръстен. За постигане на по-висока надеждност на комуникациите в тези участъци се използват цифровизирани медни магистрални кабели, паралелно работещи на оптичните кабели, с помощта на високоскоростни маршрутизатори (рутери). Принципът на паралелна работа на медни цифровизирани кабели и оптични кабели е приложен в участъците Вълчи Дол – Провадия – Лозенец, които освен това са част на пръстена.

В зависимост от конкретни потребности на територията на страната са обособени самостоятелни WAN-мрежи с монтирано активно мрежово оборудване в Централно управление, поделенията на Дружеството и в офисите на български специалисти от "Булгаргаз" ЕАД в Румъния. Изградени са и функционират структурни кабелни системи във всички поделения на Дружеството, които обезпечават израждането и поддържането на самостоятелни локални компютърни мрежи (LAN, VLAN), като част от интранет-мрежата на Дружеството.

Като основни източници на цифровизирани технологични данни през 2009 г. функционират разнообразни системи – газо-измерителни прибори, вторични преобразуватели, компютризирани системи за управление и др., които са първи основен източник на трафик в интранет-мрежата на Дружеството.

Системите за глас, използващи технологията VoIP, включително цифровите телефонни централи на Дружеството и GSM-гейтуеите, представляват втори основен източник на трафик в интранет-мрежата на Дружеството.

Оптичните кабели, с изключение на участъка София-Кремиковци, са с 24-vlakна.

По договор между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД са предоставяни помещения и тъмни оптични vlakна за ползване от "Булгартел" ЕАД при извършване на дейността му – обществени телекомуникационни и информационни услуги. За реално ползване на помещения и на тъмни оптични vlakна е действал договор между двете дружества в периода 01.01. – 31.09.2009 г. През периода 01.10. - 31.12.2009 г. се работи по сключване на нов дългосрочен договор с „Булгартел“ ЕАД за подобряване и изясняване на задълженията на страните, при максимално съблюдаване на нуждите на дружествата.

„Булгартрансгаз“ ЕАД използва четири оптични vlakна (с оптично оборудване SAGEM ADR155c и медиа конвертори) и осигурява WAN-връзки по оптика между гореспоменатите точки със скорост от 48 до 150Mbps. Извършва се контрол на оптичните кабели от София чрез автоматизирана компютърна система за наблюдение, като се предоставят данни не само на персонала на „Булгартрансгаз“ ЕАД, но също така и на персонала на „Булгартел“ ЕАД. За нуждите на „Булгартел“ ЕАД допълнително е включено наблюдение на vlakна от оптичните кабели, изградени между Лозенец и Бургас, както и между Провадия и Варна, които са собственост на „Булгартел“ ЕАД.

Наблюдението, управлението и поддръжката на оптичните мултиплексори и медиа конверторите се извършва от Централно управление.

Всички компресорни станции имат изградени локални високоскоростни етернет мрежи, които пренасят и интегрират данните в сървърите на районите – районни диспечерски служби (РДС) и от тях през WAN-мрежата данните постъпват в сървърите на централната диспечерска служба (ЦДС).

За събиране на данни от GPRS и AGPRS се използва:

- в район Вълчи Дол – мрежова свързаност по оптика с капацитет 10Mbps и повече, цифровизирани медни отклонения с минимален капацитет 128kbps и GPRS-модеми;
- в район Стара Загора – мрежова свързаност по оптика с капацитет 10Mbps и повече, цифровизирани медни отклонения с минимален капацитет 128kbps и GPRS-модеми;
- в район Ботевград – мрежова свързаност по цифровизирани медни отклонения с минимален капацитет 128kbps, ниско-скоростни кабелни и GPRS-модеми;
- в район Чирен – основно УКВ-радиостанции;
- в район Ихтиман – мрежова свързаност по оптика с капацитет 10Mbps и повече, цифровизирани медни отклонения с минимален капацитет 128kbps, радио-модеми и GPRS-модеми.

За повишаване на надеждността, увеличаване на скоростта и ширината на честотната лента за обслужване на точките по трасето и за събиране на диспечерски данни се извърши модернизация и осъвременяване на технологичните съобщителни връзки чрез използване на цифрови технологии с прилагане на пакетната комутация по магистрални медни кабели и кабелни отклонения и в експлоатационните райони – Стара Загора, Ботевград и Ихтиман. В момента в районите работят с цифрови канали 128 kbps и етернет протокол за събиране на технологична информация – автоматично и чрез оператори чрез IP-телефони, при необходимост.

През годината продължи използването на оптични влакна с номера 7 и 8 за обслужването на новоизграждащи се обекти (ГИС-ове) по южната магистрала. Първата точка бе изградена в район „Вълчи Дол” – ГИС „Провадия”. Изградена и пусната в експлоатация е оптична свързаност с ГИС - Дългопол, Партизани, Костенец и Богданлия. За пренос на глас, видео и данни при тях се използва етернет-технология с пакетна комутация. Оптично свързаните обекти са обезпечени със скорости, които се определят единствено от използваното активно оптично оборудване – десетки мегабити.

За обезпечаване на новостроящи се газови обекти с технологични съобщителни връзки намират приложение нови безжични етернет-технологии с използване на пакетна комутация – GPRS. Предстои навлизането на WiFi, WiMax и др. безжични технологии. Внедряването им в Дружеството не изисква изкопни работи по трасето и свързаните с това дейности – трудно проектиране, съгласуване и др.

Чрез използване на мобилната технология GSM-GPRS в момента са обхванати съществуващи обекти в районите Стара Загора, Вълчи Дол, Ботевград, Ихтиман и

Чирен. Технологията е лесна за внедряване. Инвестициите за технически комуникационни средства не надхвърлят 500 лв. на обект. Предвид, че услугата не е гарантирана от мобилните оператори, предстои извършване на оценка на важноста на обектите и резервираността на комуникацията с тях.

Специално изградената за нуждите на „Булгартрансгаз“ ЕАД частна мрежа с пакетна комутация ползва споделен капацитет за пренос на данни, който не е гарантиран. Капацитетът зависи от общото натоварване на клетките на мобилния оператор, при това с приоритет на гласовите връзки за мобилните GSM-абонати. Технологията работи нормално през 2009 г., като съществува много добро взаимодействие с мобилния оператор при възникване на проблеми и отстраняването им. Предвид особеностите на технологията GPRS, операторите не могат да гарантират обслужване при аварии и кризисни ситуации при увеличаване на трафика за глас към съответните базови станции.

Високите изисквания за надеждност, наблюдение, бързо локализиране на технически повреди и рационална поддръжка на технологичните съобщителни връзки налагат модернизация на технологиите за пренос.

Медните кабели и съоръженията към тях по трасе са основна грижа на екипи от специалисти на поделенията. Поддръжката на територията на отделните поделения изисква синхронизирани взаимодействия между съседни обслужвани усилвателни пунктове (ОУП). Мерките за безопасност включват спазване на строг ред при разрешение за работа по трасе с изключване на дистанционни захранващи напрежения (достигащи до 400Vdc и по-високи) за работа по кабели, в необслужвани усилвателни пунктове (НУП) и др.

През 2009 г. за дружествата в холдинга бяха извършвани следните дейности, свързани с комуникации:

Дейности	Булгартрансгаз ЕАД	Булгартрансгаз ЕАД	Булгартрансгаз ЕАД	Булгартрансгаз ЕАД
Планиране и поддръжка на телефони и телефонни постове	Да	Да	Да	Да
Поддръжка и развитие на IP телефония в дружествата	Да	Да	Да	
Контрол и лимит на провежданите разговори според правилата на дружествата в холдинга	Да	Да	Да	
Изготвяне на справки за проведените телефонни разговори	Да	Да	Да	

Дейности	Булгартел	Булгаргаз	БЕХ	Булгартрансгаз
Поддържане на факс апарати – настройка и контрол	Да	Да	Да	
Поддръжка на диспечерска система за обективен контрол	Да	-	-	
Поддръжка и развитите на структурното окабеляване на сградата в Люлин	Да	Да	Да	
Поддръжка на директни телефони в сградата в Люлин	Да	Да	Да	
Поддръжка на аналогови телефони в Люлин	Да	Да	Да	
Дежурства на 2/3 смени за наблюдение и контрол на комуникационните съоръжения	Да	Да	Да	
Осигуряване на служители за придружаване на специалисти по договор с „Булгартел“ на територията на страната при спазване на вътрешния ред	Да			Да
Информационно обезпечаване за състоянието на оптичните кабели	Да			Да
Извършване на дейности по локализиране и отстраняване на аварии по оптични кабели	Да			Да

Дейностите, извършвани по отношение на информационните системи през 2009 г., са във връзка с обезпечаване работоспособността на ИТ инфраструктурите на „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „БЕХ“ ЕАД са както следва:

- Извършване на техническа и оперативна поддръжка на: Работни станции, периферия и сървъри, firewall-и, мрежово – активно и пасивно оборудване и пр.; Управление и разрешаване на въпроси/инциденти, свързани с ИТ инфраструктурата;
- Подготвителни дейности за въвеждане в експлоатация на системи за: Документо-оборот, helpdesk, asset management, управление на активната директория, анализ на протоколите на защитната стена и прокси сървър, мониторинг и управление на мрежата и за разработване на географската информационна система.

ВЪВЕЖДАНА

XIV. МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО

През изминалата година „Булгартрансгаз“ ЕАД работи в сътрудничество с Европейските си партньори. Участието на представители на Дружеството в работни групи на различни асоциации дава възможност да бъдат решавани актуални проблеми и да бъде ползван опита на фирми с дългогодишен опит в сферата на преноса и съхранението на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД е един от операторите, основали ЕМОПС (Европейска мрежа на операторите за пренос на природен газ, ENTSOG) през декември 2009 г.

Дружеството си взаимодейства със следните организации:

- *European Network of Transmission System Operators-Gas (ENTSOG)*
- *Асоциация Gas Infrastructure Europe (от средата на 2007 г.)*
- *Регионална газова инициатива на Южна и Югоизточна Европа (GRI SSE). „Булгартрансгаз“ ЕАД е един от операторите, подписали Меморандум за разбирателство между газопреносните оператори от инициативата, който създава организирана рамка на тяхното сътрудничество*
- *Международен Газов Съюз - Работен Комитет 2 - „Подземно съхранение на природен газ“. Представители на Дружеството участват в годишните форуми с доклади, предоставяне на информация и конкретни технически становища, коментари по използвани нови технологии, технически анализи и др.*

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

XV. ПРОГНОЗА ЗА БЪЛГЕШТО РАЗВИТИЕ НА БЪЛГАРСКИЯ ГАЗ

Пазарни перспективи

Основната тенденция на пазара е стабилизиране и плавно повишаване на националното потребление на природен газ до нивата от преди световната финансова криза. Очакванията са и за повишаване дела на местния добив след стартиране на добива в газовото находище до с. Девенци. След реализацията на проектите за междусистемни връзки, ще се създадат условия за либерализация на газовия пазар, с възможности за осъществяване на алтернативни доставки и на практика би могло да се очаква навлизането на нови пазарни участници – доставчици и търговци. Това не се очаква да стане в средносрочен план.

Прогнозите на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД сочат, че през 2010 г. се очаква потреблението на природен газ в България да достигне 2.6 млрд. м³, като увеличение се очаква основно в индустриалния и битовия сектор, както и за производството на електроенергия. В периода 2010 - 2012 г. се предвижда търсенето да се увеличава, достигайки 3.1 млрд. м³ в края на периода. В тази връзка се очаква плавно повишаване на приходите от пренос на природен газ.

В средносрочен и дългосрочен план при изграждане на новите междусистемни газови връзки с Гърция и Румъния и планираните със Сърбия и Турция, достъп до терминали за втечен природен газ (LNG) в съседни страни и възможностите за доставка на компресиран природен газ (CNG) през Черно море, се очаква да се увеличат транзитните потоци през България за съседните страни основно по направление Юг - Север, използвайки свободния капацитет на националната газопреносна мрежа. Реализацията на тези проекти ще увеличи транзитния пренос през мрежата на дружеството, съответно ще генерира по-високи приходи.

В дългосрочен план дружеството би могло да реализира приходи и при сключване на договори с операторите за осъществяване на дейности по експлоатация и поддръжка на българските секции от „Набуко“ и „Южен поток“.

Стратегия

Националният комбиниран газов оператор носи основната отговорност за *сигурността, надеждността, развитието и свободния достъп до националната газова инфраструктура*, което е ключово за развитието и либерализацията на газовия пазар в страната. Същевременно, в качеството си на комбиниран газов оператор от страна-членка на ЕС, дружеството има задължения, съгласно енергийното законодателство, за интегриране на националната газопреносна система с регионалната и европейската, с цел създаване на интегриран конкурентен, регионален и общоевропейски газов пазар. Във връзка с тези задължения и отговорности, „Булгартрансгаз“ ЕАД залага три стратегически цели:

- сигурност и надеждност на газопреносната система;

- развитие, модернизация и разширение на газовата инфраструктура за пренос, транзит и съхранение; и
- оперативна ефективност и гъвкавост.

За реализацията на стратегическите цели ще се акцентира върху осигуряването на алтернативни маршрути за доставка чрез свързване с газопреносните мрежи на съседните страни, което ще създаде условия за гарантиране сигурността на доставките и за либерализацията на националния газов пазар, както и за неговото интегриране в регионалния, част от общия газов пазар на ЕС. Това налага увеличение на инвестициите за модернизация и разширение на газовата инфраструктура за пренос, транзитен пренос и съхранение, като същевременно сериозни усилията ще се насочат и към оптимизация на дейностите на компанията. *В тази връзка основните оперативни цели на компанията са:*

- осигуряване на алтернативни маршрути и входни точки за доставка на природен газ и свързване на националната газопреносна система с тези на съседните страни;
- разширение на инфраструктурата за съхранение на природен газ и прилагане на допълнителни мерки за сигурност и надеждност на доставките;
- ефективно функциониране и развитие на газопреносната и транзитна система в условията на либерализиран газов пазар и газифициране на нови региони без достъп до природен газ;
- оптимизация на дейностите и бизнес процесите;
- разширяване на инвестиционната активност и възможности за навлизане на нови пазари.

Хармонизиране на дейността на «Булгартрансгаз» ЕАД с новите изисквания на европейското законодателство

През 2010 г. предстои да бъдат предприети редица мерки с цел привеждане на дейността на «Булгартрансгаз» ЕАД в съответствие с изискванията на Третия енергиен пакет, приет на 14 август 2009 г. Законодателният пакет в сектор природен газ включва Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и Регламент (ЕО) № 715/2009 относно условията за достъп до газопреносни мрежи. В тях са включени редица мерки, които трябва да бъдат предприети за ~~изпълнение на новото~~ енергийно законодателство на ЕС, както от страна на Държавите-членки, така и от страна на енергийните регулатори, преносните предприятия и предприятията за съхранение на природен газ. По-главните от тях са: (1) мерки за отделяне и независимост на операторите на преносните мрежи; (2) задължение за представяне в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране на 10-годишни планове за развитие на мрежите от преносните предприятия и (3) задължително изготвяне и представяне за приемане от Комисията на мрежови кодекси. Описаните мерки трябва да се прилагат от всички Страни-членки на Европейския съюз и операторите на преносни мрежи за природен газ от 3 март 2011 г.

Новото европейско законодателство, освен мерки за независимост на преносните оператори, предвижда и изготвяне на редица документи, с цел осигуряване на прозрачност на дейността на операторите и създаване на възможности за достъп до мрежите на всички заинтересовани лица. През 2010 г. ще започне процесът по изготвяне на следните документи, които се изискват от европейското законодателство и издадените от ДКЕВР лицензи:

- 10-годишен план за развитие на мрежата, съгласуван с пазарните участници и одобрен от енергийния регулатор;
- Мрежови кодекс;
- Цялостна тарифна политика, включваща такса за пренос, такса за съхранение, такса за балансиране на пазара на природен газ, цена на природния газ за балансиране, цена на краткосрочни услуги, такси за предоставяне на информация, цена за присъединяване, абонаментна такса и др.;
- Правила за работа с потребителите;
- Система за управление на качеството, сертифицирана от независима лицензирана организация

Също така, предстои да бъде завършена работата по изготвяне:

- Хармонизирани договори за пренос;
- Хармонизирани договор за съхранение;
- Интернет протокол за комуникация с клиентите.

Предстои приемане на Регламент на ЕС за осигуряване сигурността на газовите доставки, където е заложеното правило „N-1” за осигуряване на достатъчен преносен капацитет за непрекъсваемост на газоподаването при прекъсване на доставките по основна газова инфраструктура. Регламентът предвижда при кризисна ситуация страните-членки да осигурят дневното национално потребление през най-студен зимен ден (който се случва веднъж на 20 години), чрез газохранилища, алтернативни маршрути, осигуряване на реверсивен поток на всички междусистемни връзки, доставка на втечнен природен газ и други.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Инвестиционни дейности

С разработените бизнес и инвестиционна програма за периода 2010-2012г. „Булгартрансгаз” ЕАД предприема сериозни усилия за реализацията, както на дълго отлагани проекти, така и на инвестиции с цел реализацията на трите стратегически цели на дружеството, а именно: *1) сигурност и надеждност на газопреносната система; 2) развитие, модернизация и разширение на газовата инфраструктура за пренос, транзит и съхранение; и 3) оперативна ефективност и гъвкавост.* За

реализацията на стратегическите цели се акцентира върху осигуряването на *алтернативни маршрути* за доставка чрез свързване с газопреносните мрежи на съседните страни, което ще създаде условия за гарантиране сигурността на доставките и за либерализацията на националния газов пазар, както и за неговото интегриране в регионалния, част от общия газов пазар на ЕС и *модернизация и разширение на газовата инфраструктура* за пренос, транзитен пренос и съхранение.

През 2010 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да инициира мащабна инвестиционна програма. Финансовите показатели на Дружеството са добри, като то има възможност само да финансира инвестиционните дейности, без да се нуждае от заемни средства. Също така, Дружеството отчита факта, че в условията на финансово-икономическа криза, услугите и материалите са значително по-евтини, което е още една причина за реализиране на агресивна инвестиционна програма от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД в следните направления:

– *Изграждане на газопреносни отклонения до нови региони* - преодоляване огромното забавяне в изграждане на газопреносни отклонения до Силистра и Козлодуй/Оряхово, с цел насърчаване процеса на газификация в страната. Газификацията на нови региони ще се осъществява и чрез използването на новите трансгранични газопроводи и междусистемните връзки с Гърция и Сърбия.

– *Рехабилитация и модернизация на Компресорните станции (КС)* - за привеждане на газотурбинното оборудване на Компресорните станции в съответствие с Комплексните разрешителни е необходимо: (1) модернизация чрез внедряване на екологични камери; и (2) поетапна подмяна на газотурбинните агрегати. Следва да се отбележи, че модернизацията на инсталираното оборудване в КС е наложителна както с цел изпълнение на екологичните норми, така и с цел гарантиране на техническата безопасност на газотранспортната система.

– *Поддръжка и рехабилитация на линейната част* - голяма част от националната газопреносна мрежа е в експлоатация от 30 години и съответно е необходимо да бъдат предприети спешни мерки за нейната поддръжка, рехабилитация и модернизация чрез изграждане на защитни съоръжения и укрепителни мероприятия в отделни участъци на преносните и транзитни газопроводи (основно при преходите им през реки и дерета), модернизация на системата за управление на линейните кранове по магистралните газопроводи, реконструкция на ГРС, АГРС и ГИС, възстановяване на част от връзките между транзитния и магистралния газопровод, вътрешно-тръбни инспекции на магистрални и транзитни газопроводи, нови очистни съоръжения, *преизпитания на съоръженията* от газопреносната система и други.

– *Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ* - капацитетът за съхранение и особено за дневен добив на Булгартрансгаз ЕАД е недостатъчен за осигуряване сигурността на доставките през зимния период. В тази връзка се предвижда изпълнението на *нови сондажи и технологични съоръжения* в ПГХ Чирен, с цел разпиряване на капацитета на единственото газохранилище в България.

– *Изграждане на междусистемни връзки* - осигуряването на алтернативни маршрути



за доставка чрез свързване с газопреносните мрежи на съседните страни, създава условия за гарантиране сигурността на доставките на страната и за последващата либерализация на националния газов пазар. Реализацията на новите стратегически газови коридори Набуко и Южен поток, на междусистемните газови връзки с Гърция и Румъния, възможностите за изграждане на такива с Турция и Сърбия, използване на действащи терминали за втечнен природен газ (LNG) и потенциални доставки на азербайджански природен газ през Черно море, създават условия за добро позициониране на „Булгартрансгаз“ ЕАД от гледна точка на възможност за повишаване на приходите от дейностите по пренос, транзит и съхранение на природен газ.

— **Информационни системи и технологии** — дружеството притежава добре изградена оптична инфраструктура по протежението на газопроводите със значителен свободен капацитет. В тази връзка ще се продължи с разширяването на оптичната инфраструктура чрез изграждане на нови оптични кабелни магистрали „Север” и „Запад”, като целта е и постигане на ефективното управление на оптичната инфраструктура на дружеството. Изграждането на цифров модел на газопроводите и комуникационната инфраструктура и разширение на областта на използване на Географската информационна система ще подпомогне вземането на управленски и оперативни решения.

Изготвил:

Николай Марковски – Началник Управление „Информационно и телекомуникационно обслужване”

Ромен Кишкин – Началник Управление „Главно диспечерско управление”

Румен Огнянов – Управление „Съхранение на природен газ”

Жулиета Пенчовска – Главен специалист – координация в Гл. Управление „Техническа експлоатация”

Вера Цанова – Икономист управление на персонала

Ангела Лилова – ръководител сектор „Процедури по ЗОП” към управление „ИД”

Съгласувал:

Латъо Латев – Началник управление „Финансово икономическо”

Илчо Боев – Началник управление „Инвестиционна дейност”

Пламен Иванов – Главен инженер

Кирил Марковски – Ръководител отдел „Компресорни станции”

Георги Димов – Ръководител отдел „Линейна експлоатация”

ВЪРНЕНО С ОРИГИНАЛА

**ДОКЛАД НА НЕЗАВИСИМИЯ ОДИТОР И
ГОДИШЕН ФИНАНСОВ ОТЧЕТ
31 ДЕКЕМВРИ 2009**

ВЯРНО СЪГЛАСАВА



ДОКЛАД НА НЕЗАВИСИМИЯ ОДИТОР

До Едноличния собственик на
Булгартрансгаз ЕАД

Доклад върху финансовия отчет

1. Ние извършихме одит на приложения финансов отчет на Булгартрансгаз ЕАД ("Дружеството"), включващ отчета за финансовото състояние към 31 декември 2009 и отчета за всеобхватния доход, отчета за промените в собствения капитал и отчета за паричните потоци за годината, приключваща на тази дата, както и обобщеното оповестяване на съществените счетоводни политики и другите пояснителни приложения. Финансовият отчет на Дружеството за годината, приключваща на 31 декември 2008 е одитиран от друг одитор, който е издал квалифициран доклад върху него с дата 4 юни 2009 година.

Отговорност на ръководството за финансовия отчет

2. Отговорността за изготвянето и достоверното представяне на този финансов отчет в съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане (МСФО), одобрени от Европейския съюз, се носи от ръководството. Тази отговорност включва: разработване, внедряване и поддържане на система за вътрешен контрол, свързана с изготвянето и достоверното представяне на финансовия отчет, който да не съдържа съществени неточности, отклонения и несъответствия, независимо дали те се дължат на измама или на грешка; подбор и приложение на подходящи счетоводни политики; и изготвяне на приблизителни счетоводни оценки, които да са разумни при конкретните обстоятелства.

Отговорност на одитора

3. Нашата отговорност се свежда до изразяване на одиторско мнение върху този финансов отчет, основаващо се на извършения от нас одит. С изключение на посоченото по-долу в параграфи от 6 до 14, нашият одит бе проведен в съответствие с професионалните изисквания на Международните одиторски стандарти. Тези стандарти налагат спазване на етичните изисквания, както и одитът да бъде планиран и проведен така, че ние да се убедим в разумна степен на сигурност доколко финансовият отчет не съдържа съществени грешки.
4. Одитът включва изпълнението на процедури с цел получаване на одиторски доказателства относно сумите и оповестяванията, представени във финансовия отчет. Избраните процедури зависят от преценката на одитора, включително оценката на рисковете от съществени неточности, отклонения и несъответствия във финансовия отчет, независимо дали те се дължат на измама или на грешка. При извършването на тези оценки на риска одиторът взема под внимание системата за вътрешен контрол, свързана с изготвянето и достоверното представяне на финансовия отчет от страна на Дружеството, за да разработи одиторски процедури, които са подходящи при тези обстоятелства, но не с цел изразяване на мнение относно ефективността на системата за вътрешен контрол на Дружеството. Одитът също така включва оценка на уместността на прилаганите счетоводни политики и разумността на приблизителните счетоводни оценки, направени от ръководството, както и оценка на цялостното представяне във финансовия отчет.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu, a Swiss Verein, and its network of member firms, each of which is a legally separate and independent entity. Please see www.deloitte.com/about for a detailed description of the legal structure of Deloitte Touche Tohmatsu and its Member Firms. Please see www.deloitte.com/bg/about for a detailed description of the legal structure of Deloitte Bulgaria.

Делоит се отнася към едно или повече дружества - членове на Делоит Туш Томацу, сдружение регистрирано в Швейцария, както и към мрежата от дружества - членове. Всяко от които е юридически самостоятелно и независимо лице. За детайлна информация относно правната структура на Делоит Туш Томацу и дружествата - членове, моля посетете www.deloitte.com/about. За детайлна информация относно правната структура на Делоит България, моля посетете www.deloitte.com/bg/about.

5. Считаме, че извършеният от нас одит предоставя достатъчна и подходяща база за изразеното от нас одиторско мнение.

База за квалифицирано мнение

6. Към 31 декември 2009 Дружеството отчита вземания по предоставени аванси на местно дружество по договори от 2004 в размер на 5,054 хил. лева за рехабилитация и модернизация на газокомпресорни агрегати в компресорни станции Кардам 2 и Лозенец и вземания от неустойки към същото дружество в размер на 2,492 хил. лева. Същевременно Дружеството отчита и задължения по гаранции за добро изпълнение в размер на 4,761 хил. лева. Ние не получихме преки потвърждения на салдата от изпълнителя по договорите към 31 декември 2009. Поради характера на регистрите на Дружеството, ние не бяхме в състояние да потвърдим, чрез други одиторски процедури, валидността, пълнотата и възстановимата стойност на вземанията по аванси и неустойки към 31 декември 2009, както и пълнотата и оценката на задълженията и на другите, свързани с тях ефекти, отчетени в отчета за всеобхватния доход.
7. През февруари 2010 година ръководството на Дружеството е извършило преглед и анализ на техническото състояние на дълготрайни активи, закупени с договори от 2004 и 2005 за рехабилитация и модернизация на газокомпресорни агрегати в компресорни станции Кардам 2 и Лозенец (виж параграф 6) с балансова стойност 25,471 хил. лева към 31 декември 2009, включително капитализирани разходи в размер на 1,216 хил. лева. Направените заключения от работната група са, че значителна част от тези активи са със съществени отклонения на експлоатационните характеристики или са неработоспособни. С цел елиминиране на риска от невъзможност на Дружеството да изпълнява задълженията си за пренос и транзит на природен газ, работната група препоръчва замяна на въпросните активи с доставка на нови. Към 31 декември 2009 Дружеството не е извършило оценка на възстановимата стойност на тези активи съгласно изискванията на МСС 36 Обезценка на активи, поради което ние не сме в състояние да потвърдим, включително чрез други одиторски процедури, доколко активите закупени с договори от 2004 и 2005, с балансова стойност към 31 декември 2009 в размер на 25,471 хил. лв. са достоверно представени в приложения финансов отчет.
8. Дружеството е отчетло 1,569 хил. лева в увеличение на разходите си за данъци. Ние не получихме информация относно характера и същността на тези разходи. В допълнение, ние не получихме пълен и подробен анализ относно възникването и обратното проявление на облагаемите и приспадащи се временните данъчни разлики към 31 декември 2009 и 2008. Поради характера на счетоводните регистри на Дружеството, ние не бяхме в състояние да потвърдим, включително чрез други одиторски процедури, валидността и пълнотата на отсрочените данъчни активи и пасиви към 31 декември 2009, както и разходите за данъци за 2009.
9. Дружеството е отчетло като други изменения в собствения капитал сумата от 1,117 хил. лева към 31 декември 2009 в увеличение на неразпределената печалба и съответно 6,812 хил. лева към 31 декември 2008 в намаление на неразпределената печалба. Поради характера на счетоводните регистри на Дружеството, ние не бяхме в състояние да потвърдим тези транзакции.
10. Ние не сме присъствали на инвентаризация на материалните запаси с балансова стойност към 31 декември 2009 и 2008 в размер съответно на 28,425 хил. лева и 35,537 хил. лева, тъй като тя е била извършена преди датата на назначаването ни за одитори на финансовия отчет на Дружеството. Одиторския доклад от предходната година съдържа квалификация по отношение на валидността, оценката и представянето на материалните запаси. В резултат на това, ние не бяхме в състояние да се убедим в разумна степен на сигурност, чрез други одиторски процедури, че наличното количество на материалните запаси и тяхната балансова стойност към 31 декември 2009, както и отчетната стойност на продадените стоки и незавършеното производство за годината, приключваща на 31 декември 2009, са представени достоверно в приложения финансов отчет.

11. Дружеството е приело политика да отчита земи, сгради, машини, съоръжения, оборудване, транспортни средства, стопански инвентар и други дълготрайни материални активи по преоценена стойност. Към датата на отчета за финансовото състояние оценка на земи, сгради, машини, съоръжения, оборудване, транспортни средства, стопански инвентар и други дълготрайни материални активи не е правена. Същевременно машини съоръжения и оборудване са преоценени към 1 януари 2008. За останалите активи на нас не ни беше предоставена информация за предходни преоценки. Съгласно изискванията на МСС 16 Имоти, машини и съоръжения преоценки на активи трябва да се правят достатъчно редовно, така че балансовата им стойност да не се различава съществено от тази, която би била определена при използването на справедливата им стойност към датата на отчета за финансовото състояние. Към датата на финансовия отчет съществуват външни и вътрешни фактори, които е възможно да влияят на справедливите стойности на тези активи. В допълнение на нас не ни беше предоставен анализ на възстановимата стойност на активите съгласно изискванията на МСС 36. Поради това ние не бяхме в състояние да се убедим в разумна степен на сигурност, включително чрез други одиторски процедури, доколко балансовата стойност на земи, сгради, машини, съоръжения, оборудване, транспортни средства, стопански инвентар и други ДМА не се отличава съществено от справедливата им стойност към 31 декември 2009 и свързаните с това ефекти върху преоценъчния резерв и разходите за амортизация.
12. През 2009 са прехвърлени активи на стойност 16,602 хил. лв. от позицията материални запаси в дълготрайни материални активи, поради установена грешка от предходни периоди. Сравнителната информация не е преизчислена и не са направени необходимите оповестявания съгласно изискванията на МСС 8 Счетоводна политика, промени в счетоводните приблизителни оценки и грешки. В допълнение, активите са прехвърлени по тяхната балансова стойност. Стойността на материалните запаси е била квалифицирана към 31 декември 2008, а някои от прехвърлените материални запаси са били обездвижени за продължителен период от време. В резултат на това, ние не сме в състояние да се убедим, в разумна степен на сигурност доколко активите са прехвърлени по тяхната справедлива стойност, съгласно изискванията на МСС 16 Имоти, машини и съоръжения, както и доколко разходите за амортизация и другите ефекти, свързани с тях, са достоверно оценени и оповестени в приложения финансов отчет.
13. Към 31 декември 2009 Дружеството отчита буферен газ в Подземно Газово Хранилище – „Чирен“, Транзитен и Магистрален газопроводи с нетна балансова стойност 144,866 хил. лева. На нас не ни беше предоставена достатъчна информация за определяне на количеството и стойността, както и за предположенията, които са били направени за разделянето му на амортизируема и неамортизируема част, полезния живот на амортизируемата му част и неговата класификация. В допълнение, за 2008 и 2009 Дружеството не отчита разходи за загуби на газ от Подземно Газово Хранилище – „Чирен“.. Поради това ние не успяхме да се убедим в разумна степен на сигурност, включително чрез други одиторски процедури, в отчетените количества и стойности на буферен газ в Подземно Газово Хранилище – „Чирен“, Транзитен и Магистрален Газопроводи към 31 декември 2009 и свързаните с това ефекти върху разходите за амортизация и другите ефекти, произтичащи от това.
14. Към 31 декември 2009 Дружеството отчита обекти в процес на изграждане в размер на 12,134 хил. лева. Ние не получихме списък с проектите в процес на изграждане, съдържащ информация за етапа на изграждането им, капитализираните разходи и закупени активи по отношение на отделните проекти. В допълнение, ние не получихме преглед за наличие на индикации за обезценка на тези активи. Поради това и поради характера на счетоводните регистри на Дружеството, ние не бяхме в състояние да потвърдим, включително чрез други одиторски процедури, доколко тези активи са достоверно представени във финансовия отчет.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Квалифицирано мнение

15. По наше мнение, с изключение на ефекта от корекциите, ако такива съществуват, които биха могли да бъдат определени за необходими в случай, че ние бяхме в състояние да се убедим в разумна степен на сигурност относно посоченото в параграфи от 6 до 14 по-горе, финансовият отчет представя достоверно, във всички съществени аспекти, финансовото състояние на Дружеството към 31 декември 2009, както и неговите финансови резултати от дейността и паричните потоци за годината, приключваща на тази дата, в съответствие с МСФО, одобрени от Европейския съюз.

Обръщане на внимание

Без да квалифицираме повече нашето мнение, обръщаме внимание на следното:

16. Дружеството притежава лицензи за пренос, съхранение и транзит на природен газ съгласно чл. 39, ал (1) от Закона за енергетиката, издадени от държавната Комисия за енергийно и водно регулиране през 2006. Съгласно изискванията на лицензите Дружеството е длъжно в срок от 3 години от получаването на съответния лиценз да въведе и поддържа система за управление на качеството, която да обхваща всички елементи на дейността по лицензията. Системата за качество се сертифицира от независима компетентна организация. В съответствие с чл. 59, ал (2) т. 1. от Закона за енергетиката Комисията може да отнеме лицензията при неспазване на условията по нея. Към 31 декември 2009 Дружеството не е получило сертификати, доказващи изпълнението на изискването по лицензиите за въвеждане и поддръжка на система за управление на качеството. Това може да има съществено отрицателно въздействие върху дейността на Дружеството като действащо предприятие.

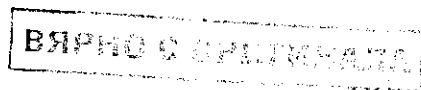
Доклад върху други правни и регулаторни изисквания - Годишен доклад за дейността на Дружеството съгласно чл. 33 от Закона за счетоводството

17. Съгласно изискванията на Закона за счетоводството, чл. 38, алинея 4, ние прегледахме приложения Годишен доклад за дейността на Дружеството, изготвен от ръководството на Дружеството. Годишният доклад за дейността на Дружеството не е част от финансовия отчет. Историческата финансова информация, представена в Годишния доклад за дейността на Дружеството, съответства в съществените си аспекти на финансовата информация, която се съдържа в годишния финансов отчет на Дружеството към 31 декември 2009, изготвен на база МСФО, одобрени от Европейския съюз. Отговорността за изготвянето на Годишния доклад за дейността на Дружеството от 22 юли 2010, се носи от ръководството на Дружеството.

Deloitte Audit OOD
Делойт Одит ООД

Асен Димов
Асен Димов
Управител
Регистриран одитор

София
22 юли 2010



Съгласно

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ОТЧЕТ ЗА ВСЕОБХВАТНИЯ ДОХОД

За годината, приключваща на 31 декември 2009 година

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

	Бележки	2009	2008
Приходи от пренос на природен газ	3	47,216	70,007
Приходи по мрежа ниско налягане	3	191	258
Приходи от съхранение на природен газ	3	8,909	6,257
Приходи от транзитиран природен газ	3	146,909	66,417
Други приходи от дейността	4	66,485	5,479
ОБЩО ПРИХОДИ:		269,710	148,418
Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство		421	382
Разходи за придобиване на активи по стопански начин		604	-
Отчетна стойност на продадени стоки		(425)	(156)
Технологични разходи	4.1	(70,700)	(22,622)
Загуби от обезценки	12	(1,185)	(1,529)
Разходи за материали	5	(3,864)	(3,782)
Разходи за външни услуги	6	(11,320)	(20,737)
Амортизации	10,11	(52,526)	(51,242)
Разходи за персонала	7	(25,143)	(22,407)
Разходи за социално осигуряване	7	(4,272)	(4,582)
Други разходи за дейността	8	(1,985)	(8,625)
ПЕЧАЛБА ОТ ОПЕРАТИВНА ДЕЙНОСТ		99,315	13,118
Финансови приходи	9	14,035	15,879
Финансови разходи	9	(16,639)	(11,478)
Печалба преди данъци		96,711	17,519
Разходи за данъци върху печалбата	16	(11,391)	(1,901)
НЕТНА ПЕЧАЛБА ЗА ПЕРИОДА		85,320	15,618
Друг всеобхватен доход (нетно от данъци)		-	494,061
ОБЩО ВСЕОБХВАТЕН ДОХОД ЗА ГОДИНАТА		85,320	509,679

Този финансов отчет е одобрен от Съвета на директорите на „Булгартрансгаз“ ЕАД на 22 юли 2010.

Иван Дрепанов

Изпълнителен директор

Светлана Коева

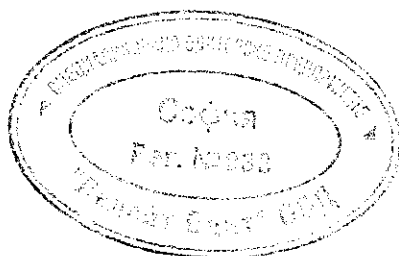
БРИД Ръководител отдел "Счетоводство и финанси"

Приложените бележки са неразделна част от съдържанието на този финансов отчет.

Асен Димов

Регистриран одитор

22.07.10



ВЯРНО Е ОТЧЕТО

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ОТЧЕТ ЗА ФИНАНСОВОТО СЪСТОЯНИЕ

Към 31 декември 2009 година

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

Активи	Бележки	2009	2008
Нетекущи активи			
Дълготрайни материални активи	10	1,139,682	1,153,025
Нематериални активи	11	645	706
Дългосрочни вземания	13	37	37
Разходи за бъдещи периоди		-	20
Активи по отсрочени данъци	16	607	573
НЕТЕКУЩИ АКТИВИ		1,140,971	1,154,361
Краткотрайни активи			
Материални запаси	12	28,425	35,537
Търговски и други вземания	13	24,233	16,312
Вземания от свързани лица	21	34,364	71,560
Предоставени заеми на свързани лица	21	54,647	75,438
Парични средства и парични еквиваленти	14	153,450	4,258
Разходи за бъдещи периоди		450	271
КРАТКОТРАЙНИ АКТИВИ		295,569	203,376
ОБЩО АКТИВИ		1,436,540	1,357,737
Капитал и резерви			
Регистриран капитал	15	731,313	731,313
Преоценъчен резерв	10, 15	472,476	494,061
Законови резерви	15	13,938	5,349
Неразпределена печалба		25,434	2,729
Текуща печалба		85,320	15,618
КАПИТАЛ И РЕЗЕРВИ		1,328,481	1,249,070
Пасиви			
Дългосрочни задължения	17	-	1,455
Пасиви по отсрочени данъци	16	57,750	57,568
Задължения по финансов лизинг	18	2,047	-
Задължения за обезщетение при пенсиониране	20	2,280	1,850
ДЪЛГОСРОЧНИ ЗАДЪЛЖЕНИЯ		62,077	60,873
Краткосрочни задължения			
Търговски и други задължения	17	14,820	11,880
Задължения към свързани лица	21	29,409	33,686
Задължения за обезщетение при пенсиониране	20	568	772
Финансирания		1,185	1,456
КРАТКОСРОЧНИТЕ ЗАДЪЛЖЕНИЯ		45,982	47,794
ОБЩО ПАСИВИ		108,059	108,667
ОБЩО КАПИТАЛ И ПАСИВИ		1,436,540	1,357,737

Този финансов отчет е одобрен от Съвета на директорите на „Булгартрансгаз“ ЕАД на 22 юли 2010

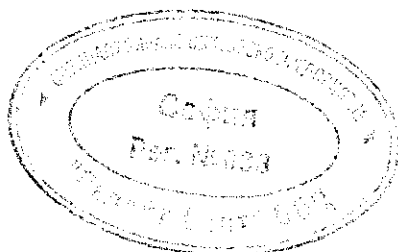
Иван Дреновски
Изпълнителен директор

Светлана Коева

ВРИД Ръководител отдел „Счетоводство и финанси“

Приложените бележки са неразделна част от съдържанието на този финансов отчет.

Асен Димов
Регистриран одитор
22.07.10



ВЯРНО СЪПРОВЕЖАВА

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ОТЧЕТ ЗА ПАРИЧНИТЕ ПОТОЦИ

За годината, приключваща на 31 декември 2009 година

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

	2009	2008
ПАРИЧНИ ПОТОЦИ ОТ ОСНОВНА ДЕЙНОСТ		
Постъпления от търговски контрагенти	218,505	122,329
Плащания на търговски контрагенти	(28,785)	(126,542)
Плащания, свързани с трудови възнаграждения	(17,434)	(17,389)
Постъпления от лихви, комисионни, дивиденди и други подобни, нетно	3,146	2,208
Плащания за лихви, комисионни, дивиденди и други подобни	(46)	(49)
Платени данъци върху печалбата, нетно	(2,268)	(5,998)
Други парични потоци за основна дейност, нетно	(5,983)	(5,287)
Общо парични потоци от/(за) основна дейност	167,135	(30,728)
ПАРИЧНИ ПОТОЦИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННА ДЕЙНОСТ		
Постъпления от продажба на дълготрайни активи	85	-
Парични потоци, свързани с покупка на дълготрайни активи	(15,391)	(14,785)
Общо парични потоци за инвестиционна дейност	(15,306)	(14,785)
ПАРИЧНИ ПОТОЦИ ОТ ФИНАНСОВА ДЕЙНОСТ		
Парични потоци за връщането на допълнителни вноски на собствениците	-	(19,265)
Общо парични потоци за финансова дейност	-	(19,265)
ИЗМЕНЕНИЕ НА ПАРИЧНИТЕ СРЕДСТВА ПРЕЗ ПЕРИОДА	151,829	(64,778)
ПАРИЧНИ СРЕДСТВА В НАЧАЛОТО НА ПЕРИОДА	4,258	66,097
Ефект от промените във валутните курсове, нетно	(2,637)	2,939
ПАРИЧНИ СРЕДСТВА В КРАЯ НА ПЕРИОДА	153,450	4,258

Този финансов отчет е одобрен от Съвета на директорите на „Булгартрансгаз“ ЕАД на 22 юли 2010.

Иван Дреновички
Изпълнителен директор

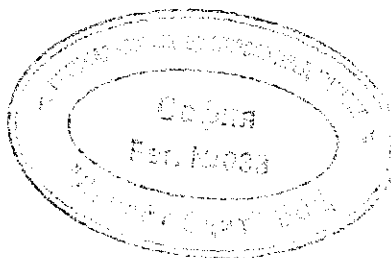


Светлана Коева

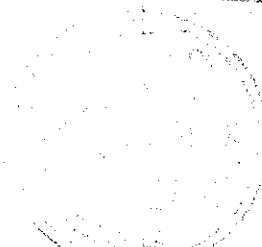
ВРИД Ръководител отдел "Счетоводство и финанси"

Приложените бележки са неразделна част от съдържанието на този финансов отчет.

Асен Димов
Регистриран одитор
22.07.10



ВЯРНО С ОРИГИНАЛА



Handwritten signature or mark.

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ОТЧЕТ ЗА ПРОМЕНИТЕ В СОБСТВЕНИЯ КАПИТАЛ

За годината, приключваща на 31 декември 2009 година

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

	Регистриран капитал	Законови резерви	Преоценъчен резерв	Неразпреде- лена печалба	Общо
САЛДО КЪМ 1 ЯНУАРИ 2008	731,313	1,076	-	10,821	743,210
Призната печалба за 2008	-	-	-	15,618	15,618
Дивиденди от печалбата за предходна година	-	-	-	(19,229)	(19,229)
Разпределение на печалбата от предходна година	-	4,273	-	(4,273)	
Тантиеми от печалбата за предходна година	-	-	-	(36)	(36)
Преценка на Имоти, машини, съоръжения и оборудване (ИМСО) в увеличение	-	-	-	(36)	(36)
Отсрочени данъци с произход преоценъчен резерв	-	-	573,330	-	573,330
Трансформиране на преоценъчен резерв в неразпределена печалба	-	-	(57,333)	-	(57,333)
Отсрочени данъци с произход преоценъчен резерв при трансформиране	-	-	(24,374)	24,374	-
Други изменения – амортизации за минал период	-	-	2,438	(2,438)	-
Изменение на пасив по отсрочен данък	-	-	-	(6,812)	(6,812)
				322	322
САЛДО КЪМ 31 ДЕКЕМВРИ 2008	731,313	5,349	494,061	18,347	1,249,070
Призната печалба за текущата година	-	-	-	85,320	85,320
Разпределение на печалбата от 2008	-	8,589	-	(8,589)	-
Дивидент за предходна година	-	-	-	(7,028)	(7,028)
Изменения в данъчните ставки на пасив по отсрочени данъци с произход преоценъчен резерв	-	-	2	-	2
Трансформиране на преоценъчен резерв в неразпределена печалба	-	-	(23,985)	23,985	-
Отсрочени данъци с произход преоценъчен резерв при трансформиране	-	-	2,398	(2,398)	-
Други изменения – амортизации за минал период	-	-	-	1,117	1,117
САЛДО КЪМ 31 ДЕКЕМВРИ 2009	731,313	13,938	472,476	110,754	1,328,481

Този финансов отчет е одобрен от Съвета на директорите на „Булгартрансгаз“ ЕАД на 22 юли 2010.

Иван Дреновички
Изпълнителен директор

Светлана Коева
ВРИД Ръководител отдел „Счетоводство и финанси“

Приложените бележки са неразделна част от съдържанието на този финансов отчет.

Асен Димов
Регистриран одитор
22.07.10



ВЯРНО С ОРГИНАЛА

4

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

1. Правен статут

Булгартрансгаз ЕАД ("Дружеството") е еднолично акционерно дружество, регистрирано в България. Вписано е в регистъра на търговските дружества под № 113067, том 1543, стр. 32, по ф.д. № 16439/2006.

Булгартрансгаз ЕАД е вписано в Регистъра на търговските дружества с Решение № 1 от 15.01.2007 на основание чл.3, ал.1 от ТЗ със седалище и адрес на управление: България, София, район Люлин - 2, бул.Панчо Владигеров № 66.

В съответствие с Директива № 2003/55/ЕС на Европейския съюз и доклад на проверителя на Плана за преобразуване, Съветът на директорите одобрява с Протокол № 162/27.10.2006 проект на План за преобразуване и приложения към него на Булгаргаз ЕАД /сега Български Енергиен Холдинг ЕАД/ чрез отделяне от него на еднолични акционерни дружества по чл. 262, ал.1 от Търговския закон.

Булгартрансгаз ЕАД като комбиниран оператор има основен предмет на дейност: съхранение, транзитен пренос и пренос на природен газ, поддържане и експлоатация, управление и развитие на подземното газово хранилище, разработване на програми и дейности за съответствие на газопреносната дейност с изискванията на Европейския съюз, разработване на ценова политика за присъединяване, пренос и съхранение на природен газ съгласно действащото законодателство, администриране на сделките с природен газ и организиране балансирането на пазара на природен газ, инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност, внос на стоки, машини и съоръжения, свързани с дейността на Дружеството, оперативното управление на газотранспортната система. Булгартрансгаз ЕАД придобива всички права и поема всички задължения, свързани с издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) лицензи за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ.

Дружеството се управлява от Съвет на директорите и се представлява от Изпълнителен директор.

Финансовите отчети са одобрени за издаване от съвета на директорите на 22 юли 2010 година.

2. Основни елементи на счетоводната политика

2.1 База за изготвяне

Дружеството изготвя и представя финансовите си отчети на база на Международните стандарти за финансово отчитане (МСФО), издадени от Съвета по международни счетоводни стандарти (СМСС) и разясненията за тяхното прилагане, издадени от Комитета за разяснение на МСФО (КРМСФО), приети от Европейския съюз ("ЕС") и приложими в Република България. МСФО, приети от ЕС, не се различават от МСФО, издадени от СМСС, и са в сила за отчетни периоди, приключващи на 31 декември 2009 с изключение на определени изисквания за отчитане на хеджирането в съответствие с МСС 39 Финансови инструменти: Признаване и оценяване, които не са приети от ЕС. Ръководството счита, че ако изискванията за отчитане на хеджиране бъдат одобрени от ЕС, това не би оказало съществено влияние върху настоящия финансов отчет.

ВЯРНО СЪДЪРЖАТЕЛНО

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.1. База за изготвяне (продължение)

Настоящият годишен финансов отчет е изготвен при спазване на принципа на текущото начисляване и историческата цена, с изключение на машините, съоръженията, оборудване, земи и сгради, транспортни средства, стопански инвентар, които са представени по преоценени стойности.

През 2009 Дружеството е приело всички нови и преработени МСФО от СМСС, одобрени от ЕС, които са в сила за 2009, и които имат отношение към дейността на Дружеството:

- МСФО 8 Оперативни сегменти (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 януари 2009);
- МСС 1 (ревизиран) Представяне на финансови отчети (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 януари 2009);
- Изменения на МСС 39 Финансови инструменти: Признаване и оценяване и МСФО 7 Финансови инструменти: Оповестявания (в сила от 1 юли 2008);
- МСС 23 Разходи по заеми (в сила от 1 януари 2009).

Прилагането на тези изменения не води до промени в счетоводната политика на Дружеството.

Следните МСФО, изменения на МСФО и разяснения са приети от ЕС към датата на одобряване на настоящия финансов отчет, но все още не са влезли в сила:

- МСФО 1 (ревизиран) Прилагане за първи път на МСФО (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 януари 2010);
- МСФО 3 (ревизиран) Бизнес комбинации (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 юли 2009);
- Изменения на МСС 27 Консолидирани и индивидуални финансови отчети (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 юли 2009);
- Изменения на МСС 32 Финансови инструменти: Представяне относно отчитането на емисии на права (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 януари 2011);
- Изменения на МСС 39 Финансови инструменти: Признаване и оценяване относно приемливи обекти на хеджиране (в сила за годишни финансови периоди започващи, на или след 1 юли 2009);
- КРМСФО 12 Концесионни споразумения за услуги (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 30 март 2009);
- КРМСФО 15 Споразумения за строителство на недвижим имот (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 януари 2010);
- КРМСФО 16 Хеджиране на нетна инвестиция в чуждестранна дейност (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 юли 2009);
- КРМСФО 17 Разпределения на непарични активи на собствениците (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 ноември 2009);
- КРМСФО 18 Прехвърляне на активи от клиенти (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 ноември 2009).

Дружеството е избрало да не приема тези стандарти, изменения и разяснения преди датата на влизането им в сила. Дружеството очаква приемането на тези стандарти, изменения и разяснения да не окаже съществен ефект върху финансовите му отчети в периода на първоначалното им прилагане.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.1. База за изготвяне (продължение)

Към датата на одобряване на настоящия финансов отчет, МСФО, приети от ЕС, не се различават съществено от тези, приети от СМСС, с изключение на следните стандарти, изменения на съществуващи стандарти и разяснения, които все още не са одобрени от ЕС:

- МСФО 9 Финансови инструменти (в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2013);
- Подобрения на МСФО, публикувани през април 2009 (повечето изменения са в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2010), свързани предимно с отстраняване на противоречия и изясняване на формулировката в МСФО 2, МСФО 5, МСФО 8, МСС 1, МСС 7, МСС 17, МСС 18, МСС 36, МСС 38, МСС 39, КРМСФО 9, КРМСФО 16;
- Изменения на МСС 24 Оповестяване на свързани лица – опростяване на изискванията за оповестяване за свързани с правителството дружества и изясняване на определението за свързано лице (в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2011);
- Изменения на МСФО 1 Прилагане за първи път на МСФО- Допълнителни освобождавания за дружества, прилагащи за първи път МСФО (в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2010);
- Изменения на МСФО 2 Плащане на базата на акции - сделки на Групата с плащане на базата на акции, уреждани с парични средства (в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2010);
- Изменения на КРМСФО 14 МСС 19 - Таван на актива по план с дефинирани доходи, изисквания за минимално финансиране и тяхното взаимодействие – Предплащания по минимални изисквания за финансиране (в сила за годишни периоди, започващи на или след 1 януари 2011);
- КРМСФО 19 Погасяване на финансови задължения чрез капиталови инструменти (в сила за годишни финансови периоди, започващи на или след 1 юли 2010).

Дружеството очаква, че приемането на тези стандарти, измененията на съществуващите стандарти и разяснения няма да окажат съществен ефект върху финансовите му отчети в периода на първоначалното приложение, с изключение на следните:

- МСФО 9 Финансови инструменти, който използва един метод за определяне дали финансовия актив е измерен по амортизирана или по справедлива стойност, замествайки множеството различни правила в МСС 39. Подходът в МСФО 9 се базира на начина, по който Дружеството управлява финансовите си инструменти (бизнес модел) и специфичните парични потоци за финансовите активи. Новият стандарт също така изисква използването на един метод за обезценка, замествайки множеството различни методи в МСС 39.

2.2. Принцип на действащото предприятие

Настоящият финансов отчет е изготвен при спазване принципа на действащо предприятие.

2.3. Функционална валута и валута на представяне

Функционална валута е валутата на основната икономическа среда, в която едно дружество функционира и в която главно се генерират и изразходват паричните средства. Тя отразява основните сделки, събития и условия, значими за предприятието.

Дружеството води счетоводство и съставя финансовите си отчети в националната валута на Република България – български лев, възприет от Дружеството като функционална валута.

Настоящите финансови отчети са изготвени в хиляди лева.

ВЯРНО И ПРИМАЛНО

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.4. Сделки с чуждестранна валута

Сделките в чуждестранна валута се вписват първоначално като към сумата на чуждестранната валута се прилага централният курс на Българска Народна Банка (БНБ) към датата на сделката. Курсовите разлики, възникващи при уреждане на валутните парични позиции или при отчитането на тези парични позиции при курсове, различни от този, по който първоначално са били признати, се отчитат в печалбата или загубата за съответния период.

Паричните позиции в чуждестранна валута към 31 декември 2009 и 2008 са оценени в настоящия финансов отчет по заключителния курс на БНБ. Заключителният курс на българския лев към щатския долар към края на текущия и предходния отчетен период, е както следва:

31 декември 2009:

1 USD = 1.36409 лв.

31 декември 2008:

1 USD = 1.38731 лв.

2.5. Счетоводни предположения и приблизителни счетоводни оценки

Приложението на МСФО изисква от Ръководството да направи някои счетоводни предположения и приблизителни счетоводни оценки при изготвяне на финансовите отчети, с цел определяне стойността на някои активи, пасиви, приходи и разходи. Те се извършват въз основа на най-добрата преценка на Ръководството, базирана на историческия опит и анализ на всички фактори, оказващи влияние при дадените обстоятелства към датата на изготвяне на финансовите отчети. Действителните резултати биха могли да се различават от представените в настоящия финансов отчет.

Най-значителните счетоводни предположения и приблизителни счетоводни оценки са свързани с:

- Определяне на количеството на буферния газ в Подземно Газово Хранилище – „Чирен” и тръбопроводите – оценката се основава на минималните количества газ, които поддържат системата в работно състояние без съществени отклонения в поддържаното ниво на налягането на газа от технологичните изисквания и договорените с клиентите на Дружеството работни параметри;
- Разделянето и пропорцията на амортизируемата и неамортизируема част на буферния газ – предположенията са направени на базата на възможността за извличане на газа от страна на Булгартрансгаз ЕАД;
- Определяне на полезния живот на буферния газ – предположенията са основани на обща техническа информация за индустрията и оценка за техническото състояние на машините и съоръженията на Дружеството;
- Определяне на преоценената стойност на дълготрайните активи на Дружеството и техния полезен живот – Дружеството е определило преоценената стойност и полезния живот на дълготрайните си активи на базата на преглед на тяхното техническо състояние, икономическо изхабяване и пазарни стойности.;
- Екологични задължения – Министерството на околната среда на водите издава разрешения за ползване и прави регулярни инспекции, свързани с екологичните задължения и спазването на екологичните изисквания.

Преценките и основните предположения се преглеждат текущо. Промените в счетоводните предположения и приблизителни счетоводни оценки се отчитат в периода на промяна или и в бъдещи периоди, когато те са повлияни от тях.

Представените по-долу счетоводни политики са приложени последователно във всички периоди, включени в тези финансови отчети.

ВЯРНО СЪДЪРЖАНА
8

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.6. Финансови инструменти

Финансов инструмент е всеки договор, който поражда едновременно както финансов актив в едно предприятие, така и финансов пасив или инструмент на собствения капитал в друго предприятие.

Финансовите активи и пасиви се признават в отчета за финансовото състояние, когато и само когато Дружеството стане страна по договорните условия на инструмента. Финансовите активи се отписват от отчета за финансовото състояние след като договорните права за получаването на парични потоци са изтекли или активите са прехвърлени и трансферът им отговаря на изискванията за отписване, съгласно изискванията на МСС 39 Финансови инструменти: признаване и оценяване. Финансовите пасиви се отписват от отчета за финансовото състояние, когато и само когато са погасени – т.е. задължението, определено в договора е отпаднало, анулирано или срокът му е изтекъл.

При първоначалното им признаване финансовите активи (пасиви) се оценяват по справедлива стойност и всички разходи по сделката, в резултат на която възникват финансовите активи (пасиви), с изключение на финансовите активи (пасиви), отчитани по справедлива стойност в печалбата или загубата.

За целите на последващото оценяване, в съответствие с изискванията на МСС 39 Финансови инструменти: признаване и оценяване, Дружеството класифицира финансовите активи и пасиви в следните категории: предоставени кредити и вземания; финансови активи на разположение за продажба; финансови пасиви по амортизирана стойност. Класифицирането в съответната категория зависи от целта и срочността, с която е сключен съответният договор. Дружеството не прилага тази класификация на активите и пасивите за целите на представянето им в отчета за финансовото състояние.

Методът на ефективния лихвен процент е метод за изчисление на амортизираната стойност на един финансов актив или пасив и за разпределение на прихода от или разхода за лихви през съответния период. Ефективният лихвен процент е този, при който се дисконтират очакваните бъдещи парични плащания или постъпления по време на живота на финансовия инструмент, или при определени случаи за по-кратък период, към нетната преносна стойност на финансовия актив или пасив. При изчислението на ефективния лихвен процент Дружеството преценява паричните потоци, като взема предвид всички договорни условия на финансовия инструмент, но без да включва потенциални бъдещи кредитни загуби от обезценка. Изчислението включва такси, транзакционни разходи, премии или отстъпки, платени или получени между страните на договора, които са неразделна част от ефективния лихвен процент.

2.7. Предоставени кредити и вземания

Предоставените кредити и вземанията са недеривативни финансови активи с фиксирани или определими срокове за уреждане, които не се котират на активен пазар. В отчета за финансовото състояние на Дружеството активите от тази категория са представени като вземания по лихвени заеми.

2.8. Вземания по лихвени заеми, търговски и други вземания

След първоначалното им признаване търговските вземания и вземанията по лихвени заеми се оценяват по амортизирана стойност, изчислена на база метода на ефективния лихвен процент, и намалена с евентуалната загуба от обезценка. Краткосрочните вземания не се амортизират. Загубата от обезценка се начислява в случай, че съществуват обективни доказателства, като например, значителни финансови затруднения на длъжника, вероятност длъжникът да изпадне в ликвидация и други.

ВЯРНО СОБЛЪЗНАВА

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.9. Парични средства

Паричните средства за целите на съставянето на отчета за паричните потоци са паричните средства в брой и по банкови сметки, включително депозити, с които Дружеството може да се разпорежда без ограничение.

През 2008 отчетът за паричните потоци беше изготвен, използвайки непрекия метод, съгласно МСС 7. През 2009 Ръководството ни започна да прилага прекия метод при изготвянето на отчета за причините потоци, тъй като вярва, че по този начин финансовия отчет ще бъде по полезен на потребителите му. В допълнение на това, останалите Дружества от Групата на Български Енергиен Холдинг също прилагат препоръчителния подход при изготвяне на отчета за паричните потоци.

2.10. Обезценка на финансови активи

Към края на отчетния период Ръководството на Дружеството прави преценка дали съществуват обективни индикации за обезценка на всички финансови активи. Финансов актив се счита за обезценен само тогава, когато съществуват обективни доказателства, че в резултат на едно или повече събития, настъпили след първоначалното му признаване, очакваните парични потоци са намалели.

При установяване наличието на такива признаци за активите, отчитани по цена на придобиване, загубата от обезценка се определя като разлика между преносната стойност и сегашната стойност на очакваните бъдещи парични потоци, дисконтирани с текущия пазарен лихвен процент за сходни активи.

Загубата от обезценка на предоставените кредити и вземания, отчитани по амортизирана стойност, се изчислява като разлика между преносната стойност и настояща стойност на бъдещите парични потоци, дисконтирани с първоначалния ефективен лихвен процент. Загубата от обезценка се признава в печалбата или загубата. Тя се възстановява, ако последващото увеличение на възстановимата стойност може обективно да бъде обвързано с настъпване на събитие след датата, на която е била призната обезценката.

2.11. Търговски и други задължения

Търговските и други задължения възникват в резултат на получени стоки или услуги. Краткосрочните задължения не се амортизират.

Лихвените заеми се класифицират като текущи, когато следва да бъдат уредени в рамките на дванадесет месеца от края на отчетния период.

2.12. Собствен капитал

Обикновени акции се класифицират като собствен капитал. Първоначални разходи, директно свързани с издаването на обикновени акции и опции за акции, се отчитат като намаление на собствения капитал, нетно от данъчни ефекти.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

10

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2.13. Дълготрайни материални активи

Оценка при признаване и последваща оценка

Дълготрайните материални активи се отчитат по преоценена стойност, намалена с натрупаната амортизация и загуби от обезценка. Те се отчитат по себестойност при тяхното първоначално придобиване.

Себестойността на изградени активи включва разходи за материали и трудови възнаграждения, както и други директно, отнасящи се преки разходи за привеждането на актива в работно състояние за предвидената му употреба, както и разходи за демонтаж и преместване на актива и възстановяване на площадката, на която са разположени. Закупен софтуер, който е неразделна част от функционалността на свързано оборудване, се капитализира като част от стойността на оборудването.

Когато в дълготрайните материални активи се съдържат компоненти с различна продължителност на полезен живот, те се отчитат отделно.

Дълготрайните материални активи се преоценяват достатъчно редовно, най-малко веднъж на 5 години, така че балансовата стойност на дълготрайните материални активи да не се различава съществено от тази, която би била определена при използването на справедливата стойност към датата на съставяне на отчета за финансовото състояние на Дружеството. Преоценка се извършва когато има данни за съществени промени в стойностите на активите и пасивите.

В резултат на преоценката се отписва натрупаната амортизация към момента на преоценката, а нетната стойност се преизчислява съобразно справедливата стойност и се формира преоценъчен резерв. Когато текущото увеличение от преоценката се предхожда от предишно намаление от преоценката на същия актив, което е било признато за разход, текущото увеличение от преоценката се признава за приход в размер на предишното намаление.

Намалението на балансовата стойност на дълготрайните активи в резултат на преоценката се признава за разход. Когато текущото намаление от преоценка се предхожда от предишно увеличение от преоценка, което е било отчетено като резерв от последваща оценка, с намалението от преоценката се коригира резервът, до колкото намалението не превишава размера на натрупания резерв.

Част от преоценката може да се трансформира в неразпределена печалба при използването на актива от предприятието. В такива случаи сумата на реализираната преоценка представлява разликата между амортизацията въз основа на преоценената балансова стойност на актива и амортизацията въз основа на цената на придобиване.

Печалби и загуби от продадени имоти, машини, съоръжения и оборудване се определят при сравнение на полученото възнаграждение от продажбата с балансовата стойност на имоти, машини, съоръжения и оборудване и се признават в "други приходи" или "други разходи" в отчета за всеобхватния доход. Когато преоценени активи се продават, сумите, отчетени в преоценъчен резерв, се трансферират към неразпределена печалба.

Последващи разходи

Разходи, възникнали след необходимост от замяна на компонент от Дълготрайните материални активи, се капитализират в стойността на актива, ако е вероятно тези разходи да доведат до бъдещи икономически изгоди за Дружеството и стойността им може да се определи надеждно. Балансовата стойност на заменения компонент се отписва.

Всички други разходи се признават в отчета за всеобхватния доход в момента на възникване.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.13. Дълготрайни материални активи (продължение)

Буферен газ

Буферният газ представлява минималното количество газ в газопреносната система и подземно газохранилище Чирен, който ги поддържа технически изправни с цел осигуряване на пренос, транзит и съхранение. Буферният газ се разделя на амортизируем и неамортизируем буферен газ. Амортизируемият буферен газ в ПГХ Чирен е онова количество газ, което ще остане в подземния резервоар след прекратяване експлоатацията на газохранилището. Полезният живот на амортизируемия буферен газ в ПГХ Чирен е определен на 60 години.

Неамортизируемият буферен газ, който представлява основната част от буферния газ в ПГХ Чирен, би могъл да се добие на повърхността при налягане на газопровода 35 бара и съществуващите в момента съоръжения.

Буферният газ в транзитния и магистрален газопроводи също се разделя на амортизируем и неамортизируем. Полезният живот на амортизируемия буферен газ в транзитния и магистрален газопроводи е определен на 60 години.

Активи, придобити при условия на финансов лизинг

Финансов лизинг е договор, който прехвърля в значителна степен всички рискове и изгоди от притежаването на актива. Активи, придобити чрез финансов лизинг, се представят по по-ниската от справедливата им стойност и настоящата стойност на минималните лизингови плащания, намалена с натрупаната амортизация и загуби от обезценка. В последствие, след първоначално признаване, активите се осчетоводяват съгласно приложимата счетоводна политика за съответния актив.

Лизинговите плащания се разделят на лихвени плащания и плащания по главницата с цел да се получи постоянен лихвен процент върху остатъчното задължение по лизинга.

Амортизация

Разходи за амортизация се начисляват в Отчета за всеобхватния доход на база линейния метод въз основа на очаквания срок на полезен живот на имоти, машини, съоръжения, оборудване, транспортни средства и стопански инвентар. Активите по финансов лизинг се амортизират за по-краткия от срока на договора и техния полезен живот, освен ако е сигурно, че дружеството ще получи собственост в края на срока на лизинговия договор. Земята не се амортизира.

Очакваните срокове на полезен живот са, както следва:

• Сгради	7 - 70 години
• Машини и съоръжения	3 - 50 години
• Компютърна техника и офис обзавеждане	2 - 12 години
• Транспортни средства	3 - 15 години
• Буферен газ	60 години
• Всички останали	3 - 15 години

Активите се амортизират от датата на тяхното въвеждане в експлоатация, а за активите, придобити по стопански начин - от месеца, когато активът е влязъл в експлоатация.

ВЕРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.14. Нематериални активи

Нематериалните активи, придобити от Дружеството, се представят по цена на придобиване, намалена с натрупаната амортизация и загуби от обезценка.

Последващи разходи

Последващи разходи се капитализират в стойността на нематериалните активи само когато увеличават бъдещите икономически изгоди, черпени от използването на актива. Всички други разходи се признават в отчета за всеобхватния доход в момента на възникване.

Амортизация

Амортизация се начислява систематично на база линейния метод според оценения полезен живот на нематериалните активи. Лицензите се амортизират на база срока, за който важат.

Полезният живот на нематериалните дълготрайни активи е както следва:

Лицензи за съхранение, пренос, транзитен пренос на прир.газ	4 – 35 години
Лицензи за софтуер и мобилна далекосъобщителна и радиотелефонна мрежа	2 – 10 години
Програмни продукти	2 – 8 години
Други	3 – 25 години

2.15. Оперативен лизинг

Разходите за наети активи по договори за оперативен лизинг се признават в печалбата или загубата на линейна база за срока на договора.

Приходите, реализирани от отдадени по договори за оперативен лизинг активи се признават в печалбата или загубата на линейна база за срока на договора.

2.16. Материални запаси

Материалните запаси са оценени по по-ниската от нетната реализуема стойност и цената на придобиване. Нетната реализуема стойност е очакваната продажна цена при нормално осъществяване на дейността, намалена с очакваните разходи за завършване и разходите по продажбата.

При потреблението им материалните запаси са оценени по средно претеглената стойност.

2.17. Обезценка на нефинансови активи

Към края на всеки отчетен период Ръководството на Дружеството прави преценка дали съществуват индикации за обезценка на имотите, машините, съоръженията и нематериалните активи. В случай, че се установи, че такива индикации съществуват, се изготвя приблизителна оценка на възстановимата стойност на съответния актив.

Възстановимата стойност е по-високата сума от справедливата стойност, намалена с разходите по продажба на даден актив и стойността му в употреба. Когато възстановимата стойност на даден актив е по-ниска от преносната му стойност, последната се намалява до размера на възстановимата стойност. Загубата от обезценка се признава веднага като разход в печалбата или загубата.

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.17. Обезценка на нефинансови активи (продължение)

В случай на възстановяване на загубата от обезценка, преносната стойност на актива се увеличава до променената му възстановима стойност. Това увеличение не може да доведе до преносна стойност по-висока от преносната стойност, която би била определена при положение, че в предходни периоди не е била признавана загуба от обезценка за дадения актив. Възстановяването на загуба от обезценка се признава веднага като приход в печалбата или загубата.

Балансовата стойност на нефинансовите активи на Дружеството, с изключение на стоково-материалните запаси и отсрочени данъчни активи се преразглежда към всяка дата на изготвяне на баланса, за да се прецени дали не съществуват признаци за обезценка.

В случай, че съществуват такива признаци, се прави приблизителна оценка на възстановимата стойност на актива. За нематериални активи, които имат недефиниран полезен живот и които все още не са готови за използване, приблизителната оценка на възстановимата стойност на актива се прави на всяка дата на изготвяне на баланса.

Възстановимата стойност на актив или група активи, генерираща парични постъпления, е по-високата от стойност в употреба или справедлива стойност, намалена с разходите за продажби. При оценката на стойност в употреба, оценените бъдещи парични потоци се дисконтират до тяхната настояща стойност при използване на дисконтов процент преди данъци, който отчита текуща пазарната оценка на стойността на парите и специфични рискове, свързани с актива. За целите на тестването за обезценка, активите се групират в група активи, генерираща парични постъпления, която е най-малката възможна за идентифициране група активи, която генерира входящи парични потоци от използване на активите, които са в значителна степен независими от паричните потоци от други активи или групи активи. Загуба от обезценка се признава винаги в случай, че балансовата (преносна) стойност на един актив или група активи, генерираща парични постъпления, част от която е той, превишава неговата възстановима стойност. Загуби от обезценка се признават в отчета за всеобхватния доход. Загуби от обезценка, отнасящи се до група активи, генериращи парични потоци, се признават така, че първо да намалят балансовата стойност на положителната репутация, призната за тази група (доколкото има такава), а после пропорционално да намаляват балансовата стойност на другите активи в Дружеството (групите). Загуби от обезценка на репутация не се възстановяват. За други активи, загуби от обезценки, признати в предходни периоди, се оценяват към всяка дата на отчета за финансовото състояние за индикации дали загубите съществуват. Загуби от обезценка се възстановяват само до степен такава, че балансовата стойност на активите да не превишава балансовата им стойност, каквато би била определена нетно от амортизации, ако обезценка не беше начислявана.

2.18. Задължения за обезщетения на наети лица при пенсиониране

Правителството на Република България носи отговорността за осигуряването на пенсии по планове за дефинирани пенсионни вноски. Разходите по ангажмента на Дружеството да превежда вноски по тези планове се признават в печалбата или загубата в периода на тяхното възникване.

Съгласно Кодекса на труда, Дружеството има задължение за изплащане на обезщетения на служителите при тяхното пенсиониране, определени на база на трудовия им стаж, възрастта и категорията труд. Тъй като тези обезщетения отговарят на определението за други дългосрочни доходи съгласно МСС 19 Доходи на наети лица и в съответствие с изискванията на същия стандарт, Дружеството признава като задължение настоящата стойност на обезщетенията. Всички актюерски печалби и загуби и разходи за минал трудов стаж се признават незабавно в печалбата или загубата.

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.19. Провизии

В случаите, когато Дружеството има правно или конструктивно задължение, което може да се оцени надеждно, в резултат от минали събития и е вероятно погасяването на задължението да се осъществи за сметка на изходящ поток от икономически ползи, се отчита провизия в отчета за финансовото състояние на Дружеството. Тогава, когато ефектът е съществен, провизиите се определят чрез дисконтиране на очаквани бъдещи парични потоци на база лихвен процент, който отразява текущата пазарна стойност на парите във времето. За случаите, в които това е подходящо, се вземат предвид и други специфични рискове, характерни за задължението.

2.20. Признаване на приходи и разходи

Продадени стоки и извършени услуги

Приходите и разходите се начисляват в момента на тяхното възникване, независимо от момента на паричните постъпления и плащания. Отчитането им се извършва при спазване на изискването за причинна и следствена връзка между тях.

Приходите се оценяват по справедливата стойност на полученото или подлежащото на получаване възнаграждение, намалено със сумата на всички предоставени отстъпки и включват брутните потоци от икономически ползи, получени от или дължими на Дружеството. Сумите, събрани от името на трети страни, като данъци върху продажбите, какъвто е данъкът върху добавената стойност, се изключват от приходите.

Приходите от продажба на стоки се признават, когато:

- Значителните рискове и ползи от собствеността върху стоките или продукцията са прехвърлени на купувача;
- Дружеството не е запазило продължаващо участие и ефективен контрол върху управлението на продадените стоки;
- Вероятно е в резултат на сделката Дружеството да получи икономически изгоди;
- Приходите и разходите, пряко свързани със сделката, могат да бъдат надеждно оценени.

Когато резултатът от сделката за предоставяне на услуга може да бъде надеждно оценен, приходът се признава в зависимост от етапа на завършеност на сделката към края на отчетния период. В случаите, когато резултатът не може да бъде надеждно оценен, приходът се признава само дотолкова, доколкото направените разходи са възстановими.

Приходите от основа дейност са формирани от приходи от услуги по следните лицензионни дейности:

- Пренос на природен газ до крайни потребители на територията на страната, осъществен по магистрален газопровод;
- Транзит на природен газ от границата с Румъния до границите с Гърция, Турция и Македония осъществен по транзитен газопровод;
- Съхранение на природен газ в Подземно газово хранилище Чирен.

Печалбата (загубата) от продажбата на имоти, машини, съоръжения, нематериални активи и материали се представя като други приходи (разходи).

При размяна на активи се отчита приход (разход) от разменната трансакция в размер на разликата му справедливата стойност на получения и преносната стойност на разменения актив.

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

2. Основни елементи на счетоводната политика (продължение)

2.20. Признаване на приходи и разходи (продължение)

Финансови приходи и разходи

Финансовите приходи включват приходи от лихви по инвестирани парични средства, печалба от операции в чуждестранна валута и преоценка. Приход от лихви се признава в момента на начисляването му по метода на ефективната лихва. Финансови разходи включват разходи за лихви по заеми (финансов лизинг), загуби от операции в чуждестранна валута и преоценка.

Разходите по заеми, които могат пряко да се отнесат към придобиването, строителството или производството на отговарящ на условията актив, следва да се капитализират като част от стойността на този актив. Всички останали финансови приходи и разходи се отразяват в печалбата или загубата за всички инструменти, оценявани по амортизирана стойност чрез използване метода на ефективния лихвен процент.

2.21. Данъци върху печалбата

Данъкът върху дохода включва текущия данък върху печалбата и отсрочените данъци.

Текущият данък се определя въз основа на облагаемата (данъчна) печалба за периода като се прилага ефективната данъчна ставка съгласно данъчното законодателство към датата на финансовите отчети. Отсрочените данъци са сумите на дължимите (възстановими) данъци върху печалбата за бъдещи периоди по отношение на облагаемите (приспадащи се) временни разлики. Временните разлики са разликите между преносната стойност на един актив или пасив и неговата данъчна основа. Отсрочените данъци върху печалбата се изчисляват чрез прилагането на балансовия пасивен метод. Отсрочените данъчни пасиви се изчисляват за всички облагаеми временни разлики, докато отсрочените данъчни активи за приспадащите се временни разлики се признават, само ако има вероятност за тяхното обратно проявление и ако Дружеството ще е в състояние в бъдеще да генерира достатъчно печалба, от която те да могат да бъдат приспаднати.

Отсрочените данъци се признават в печалбата или загубата, освен в случаите, когато възникват във връзка с операция или събитие, което е признато, в същия или друг период, извън печалбата или загубата в друг всеобхватен доход или директно в собствен капитал. В този случай и отсроченият данък се посочва директно за сметка на друг всеобхватен доход или собствен капитал, без да намира отражение в печалбата или загубата.

Отсроченият данък се оценява по данъчната ставка, които се очакват да бъдат приложени към временните разлики, когато те се реализират, на база законодателството, което е прието или е в значителна степен прието към дата на отчета. Активите и пасивите по отсрочени данъци се прихващат ако има правно основание за прихващане на текущи данъчни вземания и задължения и те са свързани с данък печалба, събираем от едни и същи данъчни власти на задълженото лице или на различни задължени лица, които възнамеряват да прихванат взаимно текущи данъчни вземания и задължения на нетна база или техните данъчни вземания и задължения ще се реализират едновременно.

Отсрочените данъчни активи и пасиви се представят нетно, ако подлежат на единен режим на облагане.

Съгласно действащото за 2009 и 2008 данъчно законодателство, данъчната ставка, която се прилага при изчисляване на данъчните задължения на Дружеството е 10%. При изчислението на отсрочените данъчни активи и пасиви към 31 декември 2009 и 2008 е използвана данъчна ставка 10%.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

3. Приходи от дейността

Приходите от дейността са формирани основно от приходи от оказани услуги по пренос на природен газ на територията на страната, транзит на природен газ от границата с Румъния до границите с Гърция, Турция и Македония (съгласно сключено споразумение с ООО Газпром Экспорт Русия) и съхранение на природен газ в ПГХ Чирен.

Приходите от пренос на природен газ за 2009 са реализирани в резултат на споразумения с Булгаргаз ЕАД. През 2009 съществено намаляват обемите на количествата пренесен газ, в резултат на което съществено намаляват приходите от пренос на газ спрямо 2008.

Приходите от съхранение на природен газ през 2008 и 2009 са реализирани в резултат на споразумения с Булгаргаз ЕАД за съхранение на природен газ в ПГХ Чирен.

До 1 януари 2009 приходите от транзит на руски природен газ са реализирани на базата на сключен договор между Булгаргаз ЕАД и Булгартрансгаз ЕАД. До тази дата Булгартрансгаз ЕАД не е имал директни търговски взаимоотношения с ООО Газпром Экспорт Русия. Съгласно сключено споразумение между Булгартрансгаз ЕАД и ООО Газпром Экспорт Русия от 01.01.2009 услугите по транзит на руски природен газ се оказват само и единствено от Булгартрансгаз ЕАД. Договорени са различни ценови условия, което оказва ефект върху увеличението на приходите от транзит на природен газ през 2009 спрямо 2008.

4. Други приходи от дейността

	2009	2008
Безвъзмезден газ за компресорни станции по транзитен газопровод	56,970	-
Приходи от неустойки от клиенти - свързани лица	4,813	1,657
Приходи от неустойки от доставчици	2,492	419
Приходи от наеми	727	1,179
Приходи от продажба на стоки	437	156
Разлика природен газ – транзит	279	1,430
Приходи от финансиране	286	309
Приходи от предходни периоди	67	144
Приходи от продажба на материални запаси	30	90
Транспортни услуги	20	78
Приходи от провизирани отпуски	22	68
Приходи от присъединяване	-	22
Глоби	-	7
Обезщетения от застраховател	127	-
Телефонни услуги	22	17
Други	193	(97)
	66,485	5,479

Съгласно сключено споразумение между Булгартрансгаз ЕАД и ООО Газпром Экспорт Русия, от 01.01.2009 приходът от транзитната такса се дължи на Булгартрансгаз ЕАД (виж бел. 3). За извършване на услугата по транзит е необходим природен газ за работа на компресорните станции (това е т.н. технологичен газ или газ за технологични нужди). Съгласно споразумението технологичният газ се предоставя безвъзмездно на Дружеството.

Приходите от неустойки от свързани лица са начислени в резултат на забавяне на плащанията по издадени фактури към Булгаргаз ЕАД и Булгартел ЕАД от 2008.

Приходите от неустойки по договори с доставчици в размер на 2,492 хил. лева през 2009 са в резултат на неизпълнение на договорни взаимоотношения с местен доставчик на оборудване за рехабилитация на компресорни станции (виж бел. 10, 13 и 17).

ВЯРНО С ОПРИТНАТА
17

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

4. Други приходи от дейността (продължение)

4.1. Технологични разходи

Общата сума на газа за технологични нужди за 2009 година е 70,700 хил. лева, останалата част извън безвъзмездно получения се закупува от Булгаргаз ЕАД. Полученият безвъзмезден технологичния газ се осчетоводява като приход. При неговото изразходване за поддържане работата на компресорните станции той се изписва на разход за технологични нужди и е в размер на 56,970 хил. лева за 2009. През 2008 газът за технологични нужди, свързан с услугите по транзитиране е закупуван изцяло от Булгаргаз ЕАД.

5. Разходи за материали

	2009	2008
Основни материали	1,322	1,280
Спомагателни материали	2,542	2,502
	<u>3,864</u>	<u>3,782</u>

Разходите за материали се състоят основно от разходи за резервни части, свързани с ремонти и поддръжка на машините, съоръженията и оборудването на Дружеството.

6. Разходи за външни услуги

	2009	2008
Електрическа енергия	1,715	2,477
Консултантски услуги	1,677	378
Охрана	1,597	884
Застраховки	1,326	851
Наем	947	2,506
Инспекция газопровод	873	1,281
Други	854	122
Такса управление и контрол	602	9,789
Ремонти	374	561
Данък сгради и такси смет	276	113
Абонаментен сервиз	245	988
Комуникации	236	238
Лабораторни изследвания	157	155
Граждански договори	125	48
Лицензионни такси	113	134
Транспортни услуги	66	46
Вода	38	40
Реклама	32	32
Паркинг, автомивка, ГТП	29	24
Разходи свързани предприятия	27	58
Обяви	9	-
Недокументално оформени	2	2
	<u>11,320</u>	<u>20,737</u>

Таксата за управление и контрол се заплащана от Дружеството към БЕХ АД. За 2009 година същата е променена и от 8% от реализираните приходи за 2008 година е фиксирана на 151 хил. лева за тримесечие.

Съществена част от разходите за консултантски услуги през 2009 в размер на 725 хил. лева представляват разходи за ликвидация на сондаж в ПГХ Чирен.

ВЕРНО С ОРИГИНАЛА

БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

7. Разходи за персонала за социално осигуряване

Разходи за персонала

	2009	2008
Заплати и възнаграждения	16,022	14,782
Социални разходи	7,816	6,431
Разходи за обезщетения при пенсиониране	223,75)	375
Компенсирuеми отпуски	1,080	819
	<u>25,143</u>	<u>22,407</u>

Разходи за социално осигуряване и надбавки

	2009	2008
Социално осигуряване	4,272	4,414
Осигуровки върху компенсирuеми отпуски	-	168
	<u>4,272</u>	<u>4,582</u>

8. Други разходи за дейността

	2009	2008
Застрахователно събитие (авария на газопровод)	190	4,907
Брак и липси на ИМСО	31	942
Командировки	842	930
Брак материални запаси	170	552
Еднократни данъци	217	460
ИМСО под 700 лева	24	226
Обучение и квалификация	112	136
Дарения	83	123
Други	88	109
Служебни карти и напитки	125	105
Представителни разходи	72	63
Разходи минали години	-	38
ДДС брак	4	18
Безплатна храна и напитки	17	15
Глоби по нормативен акт	10	1
	<u>1,985</u>	<u>8,625</u>

През 2008 настъпва авария на магистралния газопровод, в резултат на което възникват загуби на газ. Застрахователят не признава аварията за покрит риск и съответно настъпило застрахователно събитие. В резултат на това загубата на природен газ е отчетена като разход за Дружеството.

9. Финансови приходи и разходи

	2009	2008
Разходи за лихви	(125)	(4)
Валутни курсови разходи	(16,468)	(11,428)
Разходи за комисионни	(46)	(46)
Общо разходи:	<u>(16,639)</u>	<u>(11,478)</u>
Приходи от лихви	1,728	2,033
Приходи от валутни курсови разлики	12,307	13,846
Общо приходи:	<u>14,035</u>	<u>15,879</u>

ВЯРНО
19

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

10. Дълготрайни материални активи

	Земли и сгради	Машини, съоръжения и оборудване	Буферен газ	Транспортни средства	Стопански инвентар и други	Разходи за придобиване	Общо
2008							
Отчетна стойност към 1 януари 2008	18,548	439,692	150,629	2,331	769	48,664	660,633
Придобити	167	6,084	-	247	497	22,667	29,662
Отписани	-	(4,582)	-	-	(96)	(853)	(5,531)
Трансфери	203	55,294	-	17	-	(55,514)	-
Обезценка	-	(443)	-	-	-	(946)	(1 389)
Преоценка	-	573,331	-	-	-	-	573,331
Нетиране преди преоценката	-	(46,923)	-	-	-	-	(46,923)
Салдо към 31 декември 2008	18,918	1,022,453	150,629	2,595	1,170	14,018	1,209,783
Амортизация							
Салдо към 1 януари 2008	1,276	45,140	-	565	199	-	47,180
Начислена амортизация за годината	1,025	47,326	1,921	455	206	-	50,933
Амортизация предходен период	-	5,846	-	-	-	-	5,846
Отписана	-	(249)	-	-	(29)	-	(278)
Преоценка	-	(46,923)	-	-	-	-	(46,923)
Салдо към 31 декември 2008	2,301	51,140	1,921	1,020	376	-	56,758
2009							
Отчетна стойност: към 1 януари 2009	18,918	1,022,453	150,629	2,595	1,170	14,018	1,209,783
Придобити	-	20,564	-	3,388	136	14,213	38,301
Отписани	-	(109)	-	-	-	(442)	(551)
Трансфери	1,776	13,731	-	-	148	(15,655)	-
Салдо към 31 декември 2009	20,694	1,056,639	150,629	5,982	1,454	12,134	1,247,533
Амортизация:							
Салдо към 1 януари 2009	2,300	51,140	1,921	1,019	376	-	56,756
Начислена амортизация за годината	1,038	48,418	1,921	615	258	-	52,250
Отписани	-	(1,159)	-	-	-	-	(1,159)
Салдо към 31 декември 2009	3,338	98,399	3,842	1,634	634	-	107,847
БАЛАНСОВА СТОЙНОСТ:							
Към 1 януари 2008	16,617	971,313	148,708	1,575	794	14,018	1,153,025
Към 31 декември 2009	17,356	958,240	146,787	4,348	820	12,134	1,139,682

На 1 януари 2008 Дружеството извършва преоценка на машини и съоръжения въз основа на доклад от независим оценител. В резултат на преоценката балансовата стойност на машини и съоръжения е увеличена с 573,331 хил. лева и е формиран преоценъчен резерв в същия размер, но представен нетно от начислените отсрочени данъчни пасиви.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

20

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

10. Дълготрайни материални активи (продължение)

През 2009 с цел подобряване на представянето на информацията във финансовия отчет, Дружеството отдели буферния газ от позицията Машини съоръжения и оборудване в самостоятелна позиция.

	Количество - нм3	Балансова стойност – хил. лева
2008		
Буферен газ – амортизируем	603 800 000	111 408
Буферен газ – неамортизируем	188 154 483	37 300
2009		
Буферен газ – амортизируем	603 800 000	109 487
Буферен газ – неамортизируем	188 154 483	37 300

Буферния газ е разпределен както следва:

	Количество – нм3		Балансова стойност – хил. лева	
	Амортизируем	Неамортизируем	Амортизируем	Неамортизируем
2008				
Буферен газ – магистрални газопроводи	1 500 000	16 500 000	403	4 587
Буферен газ – ПГХ Чирен	600 000 000	149 954 483	110 582	28 590
Буферен газ – транзитни газопроводи	2 300 000	21 700 000	423	4 123
2009				
Буферен газ – магистрални газопроводи	1 500 000	16 500 000	396	4 587
Буферен газ – ПГХ Чирен	600 000 000	149 954 483	108 676	28 590
Буферен газ – транзитни газопроводи	2 300 000	21 700 000	415	4 123

Позицията Машини съоръжения и оборудване е формирана основно от газопреносната система, състояща се от магистрален и транзитни газопроводи с прилежащите им отклонения, компресорни, газорегулиращи и газоизмервателни станции. Към същата позиция са включени и сондажни съоръжения и прилежаща инфраструктура на ПГХ Чирен.

Датата на последната преоценка на земи и сгради е от 2003. Стопански инвентар, земи и сгради никога не са преоценявани от както е създадено Дружеството.

В разходите за придобиване към 31 декември се отчитат активи в процес на изграждане съгласно договор за рехабилитация и реконструкция на Лозенец и Кардам с местна фирма в размер на 1,216 хил. лева (вж. също бел. 4, 13 и 17).

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

11. Нематериални активи

	Софтуер	Патенти и лицензи	Други	Общо
2008				
Салдо към 1 януари.2008	612	103	440	1 155
Придобити	131	9	97	237
Отписани	(6)	(19)	(3)	(28)
Салдо към 31 декември 2008	737	93	534	1 364
Амортизация				
Салдо към 1 януари.2008	222	10	116	348
Начислена амортизация за годината	204	11	94	309
Амортизация за минали години	9	-	-	9
Отписани	(3)	(4)	(1)	(8)
Салдо към 31 декември 2008	432	17	209	658
БАЛАНСОВА СТОЙНОСТ				
Към 1 януари 2008	390	93	324	807
Към 31 декември 2008	305	76	325	706
2009				
Салдо към 1 януари.2009	737	93	534	1 364
Придобити	159	-	64	223
Салдо към 31 декември 2009	896	93	598	1 587
Амортизация				
Салдо към 1 януари 2009	433	17	209	659
Начислена амортизация за годината	156	10	117	283
Салдо към 31 декември 2009	589	27	326	942
БАЛАНСОВА СТОЙНОСТ				
Към 1 януари 2009	304	76	325	705
Към 31 декември 2009	307	66	272	645

12. Материални запаси

	2009	2008
Материални запаси	13,866	29,647
Природен газ	14,042	5,580
Незавършено производство	315	137
Готова продукция	138	133
Други	64	40
Общо	28,425	35,537

Материалните запаси са придобити преди периода на отделянето на Булгартрансгаз ЕАД в самостоятелно дружество.

През 2009 ръководството на Дружеството е прегледало същността на материалните си запаси, тяхната обръщаемост и технически характеристики. В резултат на това е установено, че съществена част от тях, в размер на 15,417 хил. лева представляват основни резервни части и сервизно оборудване, които могат да се използват през повече от един отчетен период. Съгласно изискванията на МСС 16 тези активи следва да се отчитат като ДМА, в съответната група активи. На 1 октомври 2009 Дружеството е прехвърлило материалните запаси в размер на 15,417 хил. лева по тяхната балансова стойност в дълготрайни материални активи, в които започнало да начислява амортизация.

ОРИГОНАЛ
22

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

12. Материални запаси (продължение)

В последствие, през 2009 Дружеството е наело независим оценител за извършването на оценка на материалните запаси. В резултат на извършената оценка Дружеството начислява обезценка в размер на 1,185 хил. лева към 31 декември 2009.

Природен газ в размер на 14,042 хил. лева към 31 декември 2009 е закупен от Булгаргаз ЕАД и се използва от Дружеството за технологични цели (разходи) при осъществяването на услугите по преноса и съхранението. Газът се закупува през летния период, когато цената му е относително изгодна.

13. Търговски и други вземания

	2009	2008
Дългосрочни вземания		
Вземания по гаранции, дългосрочни	37	37
Общо:	37	37
Търговски и други вземания		
Вземания от клиенти	14,858	163
Обезценка на вземания	(147)	(147)
Вземания, нетно от обезценки	14,711	16
Съдебни и присъдени вземания	54	54
Неустойки	2,492	2,051
Вземания по гаранции, краткосрочни	-	566
Вземания по осигурителни вноски	-	52
Данъци за възстановяване	558	3,501
Предплатени аванси	5,488	9,300
Вземания по застрахователни обезщетения	930	772
Общо	24,233	16,312

Вземането от клиенти е формирано почти изцяло от предоставени услуги по транзит на природен газ от ООО Газпром Экспорт. През месец януари 2010 вземането е платено.

Предоставени аванси включват вземания от местна фирма по договори от 2004 в размер на 5,054 хил. лева за рехабилитация и модернизация на газокомпресорни агрегати в компресорни станции Кардам 2 и Лозенец. Поради неизпълнение на договорените условия Дружеството е начислило неустойки в размер на 2,492 хил. лева са към същата фирма (вж. също бел. 4, 10 и 17).

Възрастовата структура на търговските вземанията към края на отчетния период е както следва:

	Отчетна стойност 31.12.2009	Обезценка 31.12. 2009	Отчетна стойност 31.12. 2008	Обезценка 31.12. 2008
Между 0 – 3 месеца	14 377	-	7	-
Между 3 – 6 месеца	-	-	-	-
Между 6 - 12 месеца	326	-	1	-
Над 1 година	155	(147)	155	(147)
	14 858	(147)	163	(147)

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

13. Търговски и други вземания (продължение)

Движение в натрупаните обезценки през периода

	2009	2008
Към началото на периода	(147)	(7)
Възникнали обезценки за периода	-	(140)
Отписана обезценка за периода	-	-
Към края на периода	(147)	(147)

14. Парични средства и парични еквиваленти

	2009	2008
Парични средства в каса	127	218
Парични средства по банкови сметки	123,323	4,040
Депозити в банки	30,000	-
	153,450	4,258

Депозитите в банки към 31 декември 2009 са съставени от 2 индивидуални срочни депозити по 15,000 хил. лева депозирани в местна банка. Първият депозит е от 11 юни 2009 със срок от 1 година при приложим годишен лихвен прозент 5.10%, а вторият е от 2 септември 2009 за срок от 6 месеца при приложим лихвен процент от 4.35%.

15. Регистриран капитал

Регистрираният капитал е разпределен в 731 313 хил. броя поименни акции. Всички акции са с номинал от 1 лев. Едноличен собственик на капитала е Български Енергиен Холдинг ЕАД, чиито интереси се представляват от Министерството на икономиката, енергетиката и туризма.

Акцията дава право на един глас в Общото събрание на акционерите, право на дивидент и на ликвидационен дял, съизмерими с номиналната стойност на акцията.

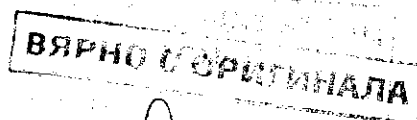
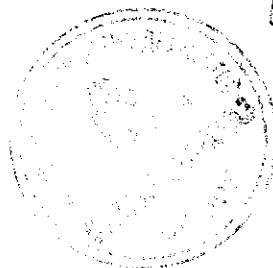
Законови резерви

Законовите резерви включват фонд "Резервен", източник за образуване на който е 1/10 от печалбата докато средствата по фонда достигнат най-малко 1/10 от регистрирания капитал.

Преоценъчен резерв

В Дружеството е извършена преоценка на имоти, машини и съоръжения до справедливата им стойност на 1 януари 2008. В резултат на тази преоценка Дружеството е формирало преоценъчен резерв, който е представен нетно от свързаните с него отсрочени данъчни пасиви.

Съгласно българското законодателство, преоценъчният резерв, формиран от преоценката на имоти, машини, съоръжения и оборудване, не може да се разпределя за дивиденди.



Handwritten signature.

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

16. Данъчно облагане

	2009	2008
Корпоративен данък върху печалбата	11,240	(3,556)
Изменение на отсрочения данъчен разход, отнасящ се до възникването и обратното проявление на временни разлики	151	1,655
Общо разход за данък	11,391	1,901
	2009	2008
Счетоводна печалба преди данъци	96,711	17,519
Приложима данъчна ставка	10 %	10 %
Данък печалба при приложимата данъчна ставка	(9,671)	(1,752)
Данъчен ефект от постоянни разлики	(151)	(149)
Данъчен ефект от непризнати отсрочени данъчни активи и пасиви	(1,569)	-
Разход за данък върху доходите	(11,391)	(1,901)
Ефективен данъчен процент	11.78%	10.85%

Отсрочени данъчни активи и пасиви

Признати отсрочени данъчни активи и пасиви

Отсроченият данъчен пасив, представен в отчета за финансовото състояние, възниква в резултат на начислените данъци върху печалбата върху приспадащи се (облагаеми) временни разлики, ефектът от които е, както следва:

	Данъчен ефект от временната разлика Към 31.12.2009 хил. лева	Данъчен ефект от временната разлика Към 31.12.2008 хил. лева
Салдо в началото на годината		
Имоти, машини и съоръжения	(57,750)	(57,658)
Търговски вемания	15	15
Обезценка на ДМА	58	94
Обезценка на материални запаси	120	2
Задължения	414	462
	(57,143)	(56,994)

17. Търговски и други задължения

	2009	2008
Дългосрочни задължения	-	1,455
Задължения по гаранции, дългосрочни	-	1,455
Краткосрочни задължения		
Задължения към доставчици	1,370	8,185
Задължения към персонала	1,290	1,853
Задължения към социално осигуряване	-	171
Задължения за корпоративен данък	5,493	-
ДДС за внасяне	-	972
Други задължения към бюджета	16	190
Задължения по гаранции, краткосрочни	6,574	466
Други задължения	77	43
	14,820	11,880

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

17. Търговски и други задължения (продължение)

В краткосрочни задължения по гаранции се съдържат задължения във връзка с неустойки по договор за рехабилитация на КС Лозенец и КС Кардам (вж. също бележки 4, 10 и 13) в размер на 4,761 хил. лв. През 2008 тези задължения са били рекласифицирани в задължения към доставчици.

18. Задължения по финансов лизинг

Съгласно сключен договор № 95/19.06.2009, Български Енергиен Холдинг ЕАД предоставя на Булгартрансгаз ЕАД автомобили при условията на сублизинг. Съгласно договорът периода на ползване започва от 01 юли 2009.

Активите, придобити чрез финансов лизинг са транспортни средства. Срокът на договора е 5 годишен, разпределен на 60 равни анюитетни вноски. Ефективен лихвен процент – 10.75 %.

Ръководството счита, че справедливата стойност на задължението по финансов лизинг не се различава съществено от тяхната преносна стойност към датата на отчета.

	Минимални лизингови плащания		Настояща стойност на минималните лизингови плащания	
	31 декември 2009 хил. лева	31 декември 2008 хил. лева	31 декември 2009 хил. лева	31 декември 2008 хил. лева
Задължения по финансов лизинг				
До една година	585	-	377	-
Между една и две години	585	-	417	-
Между три и пет години	1,465	-	1,253	-
До една година	(208)	-	-	-
Между една и две години	(168)	-	-	-
Между три и пет години	(212)	-	-	-
Настояща стойност на задълженията по финансов лизинг	2,047	-	2,047	-
Минус: Настояща стойност на задълженията по финансов лизинг до една година	-	-	(377)	-
Настояща стойност на задълженията по финансов лизинг над една година	-	-	-	-

ВЯРНО СЪПРИСТАВЯНО

19. Финансови инструменти

Финансови инструменти и управление на рисковете

Преносните стойности на активите и пасивите към 31 декември 2009 и 2008 по категориите, определени в съответствие с МСС 39 Финансови инструменти: признаване и оценяване, са представени в следните таблици:

Финансови активи	Бел.	31.12.2009	31.12. 2008
Вземания по лихвени заеми в това число лихви	21	54,647	75,438
Търговски и други вземания	13,21	58,634	87,872
Депозити	14	30,000	-
Парични средства	14	123,450	4,258
		266,731	167,568

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

19. Финансови инструменти и управление на рисковете (продължение)

Финансови инструменти и управление на рисковете (продължение)

Финансови пасиви	Бел.	31.12.2009	31.12. 2008
Задължения по лизинг	18	2,047	-
Търговски и други задължения	17,21	44,228	47,021
		<u>46,275</u>	<u>47,021</u>

Пазарен риск

Пазарният риск е рискът справедливата стойност или бъдещите парични потоци на финансовите инструменти да варират поради промяна в пазарните цени, и може да се прояви като валутен, лихвен или друг ценови риск. Поради естеството на осъществяваната дейност Дружеството е изложено на ценови, валутен и лихвен риск.

Ценови риск

Дружеството предприема периодични анализи върху макроикономическата среда в страната и задълбочен анализ на специфичните макропоказатели, които се представят на Съвета на директорите.

Приходите на Дружеството за пренос и съхранение се формират при използването на регулирани от ДКЕВР цени. Основна част от разходите на Дружеството са свързани с цената на закупения природен газ за технологични нужди, чиято цена се регулира тримесечно. При изпреварващо нарастване цената на природния газ, а не променена цена за пренос и съхранение, е възможно рентабилността на дружеството да намалее.

Дружеството е изложено на риск от промени в цените на указваните от него услуги по пренос и съхранение на природен газ, определяни от ДКЕВР и параметрите на подписания договор за транзит на природен газ през територията на България за трети страни с ООО Газпром Экспорт. Приложимата цена за пренос и съхранение е определена през 2005 и не е била актуализирана до момента. С цел да намали чувствителността си към промените в цените на указваните услуги, подписаният от Дружеството договор за транзит е с фиксирана цена за транзит, като е заложена съществена тежест на заявен капацитет за транзит, а не на фактически пренесените количества.

Валутен риск

Дружеството е изложено на валутен риск при покупки и/или продажби, деноминирани във валута, различна от функционалната валута на Дружеството. Дружеството осъществява основно сделки в лева и евро във връзка с получените технически и други услуги. Валутният риск за тези покупки, свързан с възможни колебания в курса на чуждестранната валута, е минимален поради наличие на фиксиран обменен курс на еврото към лева, определен от БНБ.

Договорът с ООО Газпром Экспорт Русия за транзитната такса е сключен в щатски долари. Приходите от транзитиране на природен газ са деноминирани в щатски долари. Промените във валутния курс на тази валута оказват влияние върху приходите и разходите на Дружеството.

ВЕРНО С ОРИГИНАЛА

27

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

19. Финансови инструменти и управление на рисковете (продължение)

Експозицията на Дружеството към валутен риск е:

	Бел.	31.12.2009			
		EUR	USD	CHF	GBP
Пари и парични еквиваленти	14	94	50,042	1	2
Предоставени заеми на свързани лица	21	-	40,000	-	-
Вземания	13,21	320	10,598	-	-
Търговски задължения	17	(20)	(3)	-	-
Брутна балансова експозиция		394	100,637	1	2

	Бел.	31.12.2008			
		EUR	USD	CHF	GBP
Пари и парични еквиваленти	14	154	2,075	1	2
Предоставени депозити	21	-	40,000	-	-
Вземания	13,21	441	44	-	-
Търговски задължения	17	(381)	1,280	-	-
Брутна балансова експозиция		214	43,399	1	2

На 12 септември 2008 е сключен договор за депозит в размер на 40 млн. щатски долари при лихва 1.82%. Лихвата се начислява и плаща на месечна база. От 31 юли 2009 депозитът е трансформиран като вземане от свързани лица в група БЕХ.

Следните значими валутни курсове са приложими през периода:

	Среден курс за периода		Курс към датата на отчета	
	2009	2008	2009	2008
1 USD	1.40670 лв.	1.45110 лв.	1.36409 лв.	1.38731 лв.

Дейността на Дружеството се осъществява в условията на валутен борд. Курсът на лева в Република България е фиксиран на 1.95583 спрямо еврото и не се променя в зависимост от състоянието на валутните пазари и лихвените проценти.

Изменението на курса на долара през годината е в рамките на 2%, което оказва незначително влияние върху капитала и печалбите и загубите на Дружеството.

Лихвен риск

Към датата на настоящия финансов отчет профилът на лихвените финансови инструменти е както следва:

Инструменти с фиксиран лихвен процент

Финансови активи	208,097	167,568
Финансови пасиви	-	-
	208,097	167,568

Инструменти с променлив лихвен процент

Финансови активи	-	-
Финансови пасиви	2,047	-
	2,047	-

ВЯРНО СОПРОВОДИТЕЛ
31.12.2009



Handwritten signature

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

19. Финансови инструменти и управление на рисковете (продължение)

Анализът на чувствителността към лихвения риск е изготвен на база на допускането, че лихвените позиции с променлива лихва към края на отчетния период са съществували в същия размер през цялата година и разумно възможно увеличение/намаление на лихвения процент е с 10 базисни пункта. Ако лихвените проценти бяха по-високи/по-ниски с 10 базисни пункта, при условие, че всички други променливи бяха константни, финансовият резултат след данъци за годината би бил с 133 хил. лева по-висок/по-нисък.

Кредитен риск

Кредитният риск е рискът едната страна по финансовия инструмент да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитният риск за Дружеството е състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Поради това, че вземанията са основно със свързани лица, управлението на кредитния риск е следствие на управлението на финансовите взаимоотношения с тях. Основно Дружеството е изложено на кредитен риск, в случай че клиентите не изплатят своите задължения. Кредитното качество на клиентите се оценява като се вземат предвид финансово състояние, минал опит и други фактори.

Кредитният риск на паричните средства по банкови сметки е минимален, тъй като Дружеството работи само с банки с висок кредитен рейтинг.

Преносната стойност на финансовите активи, нетно от загубите от обезценки, представя в максимална степен кредитния риск, на който Дружеството е изложено.

Ликвиден риск

Ликвидният риск е рискът Дружеството да не може да изпълни финансовите си задължения, тогава когато те станат изискуеми. Политиката в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужени задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като бизнесът на Дружеството е свързан с регулярен пренос и съхранение, контролът на ликвидния риск се състои главно в:

- внимателно планиране на всички входящи и изходящи парични потоци, базирано на 12-месечни прогнози;
- условия на плащане по сделки със свързани лица и клиенти, които се извършват в рамките на едни месец.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

В следващата таблица са представени договорените падежи на финансовите пасиви на база на най-ранната дата, на която Дружеството може да бъде задължено да ги изплати. В таблицата са посочени недисконтираните парични потоци, включващи главници и лихви:

31 декември 2009	До 1 година	Между 1 и 2 години	Между 3 и 5 години	Общо
Задължения по финансов лизинг	377	417	1,253	2,047
Търговски и други задължения	14,820	-	-	14,820
Задължения към свързани лица	29,409	-	-	29,409
	44, 606	417	1,253	46,276

29

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

19. Финансови инструменти и управление на рисковете (продължение)

31 декември 2008	До 1 година	Между 1 и 2 години	Между 3 и 5 години	Общо
Търговски и други задължения	11,880	-	-	11,880
Задължения към свързани лица	-	33,686	-	33,686
	<u>11,880</u>	<u>33,686</u>	<u>-</u>	<u>45,566</u>

Управление на капитала

Дружеството управлява капитала си така, че да осигури функционирането си като действащо предприятие, като едновременно с това се стреми да максимизира възвращаемостта за акционерите, чрез оптимизация на съотношението между дълг и капитал (възвращаемостта на инвестирания капитал). Целта на Ръководството е да гарантира бъдещото развитие на Дружеството.

Ръководството на Дружеството наблюдава капиталовата структура на базата на съотношението нетен дълг към коригиран собствен капитал. Нетният дълг включва дългосрочните и краткосрочните лихвени заеми от несвързани лица, намалени с паричните средства. Основният капитал, резервите, натрупаната печалба, както и получените заеми от Дружеството-майка формират коригирания собствен капитал на Дружеството.

Политиката на Съвета на директорите е да се поддържа силна капиталова база, така че да се поддържа доверието на клиенти, кредитори и на пазара като цяло, и да може да се осигурят условия за развитие на бизнеса в бъдеще.

През годината не е имало промени в управлението на капитала на Дружеството. Дружеството не е предмет на наложени отвън капиталови изисквания.

През 2009 и 2008 Дружеството не отчита получени заемни средства.

20. Задължения за обезщетение при пенсиониране

	2009	2008
Задължение за обезщетения за пенсионирани, в т.ч.		
Краткосрочна част	568	772
Дългосрочна част	2,280	1,850
Общо:	<u>2,848</u>	<u>2,622</u>

Актюерски предположения

	2009	2008
Дисконтов процент към 31 декември	5.7%	6.2%
Нарастване на заплатите за 2009	3%	14%
Нарастване на заплатите за 2010	3%	14%
Нарастване на заплатите за 2011	3%	14%
Нарастване на заплатите за 2012	3%	14%
Нарастване на заплатите за 2013	3%	4%

ВЯРНО 3% ПРИГЛАВАНЕ

30

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

21. Свързани лица

Представените по-долу таблици представят общата сума на сделките, които са сключени със свързани лица през 2009 и 2008:

2009

Свързани предприятия	Продажби на свързани предприятия без ДДС	Покупки от свързани предприятия без ДДС	Вземания от свързани предприятия без ДДС	Задължения към свързани предприятия без ДДС
Български Енергиен Холдинг ЕАД	1 254	1 213	54 647	25 890
в т.ч.лихви	1 214		83	-
Булгаргаз ЕАД	61 055	22 178	33 862	3 519
в т.ч.лихви	4 716	15	2 639	15
Булгартел ЕАД	421	-	502	-
в т.ч.лихви	22		22	
НЕК	-	750	-	-
Общо	62 730	24 141	89 011	29 409

2008

Свързани предприятия	Продажби на свързани предприятия	Покупки от свързани предприятия	Вземания от свързани предприятия	Задължения към свързани предприятия
Булгаргаз Холдинг ЕАД	1,768	10,572	74,245	30,250
Булгаргаз ЕАД	142,630	28,993	72,753	3,330
Булгартел ЕАД	840	780	-	78
НЕК	-	1,361	-	28
Общо	145,238	41,706	146,998	33,686

Български Енергиен Холдинг АД (БЕХ)

Булгаргаз ЕАД

Булгартел ЕАД

НЕК

контролиращо дружество
дъщерно дружество на БЕХ
дъщерно дружество на БЕХ
дъщерно дружество на БЕХ

БЕХ ЕАД

Сделките със свързани лица:

- Предоставяне на лихвени заеми на контролиращото дружество;
- Изплащане на холдингови такси, наеми и дивиденди на контролиращото дружество;
- Оказване на услуги по пренос и съхранение на Булгаргаз ЕАД;
- Плащания за закупен природен газ от Булгаргаз ЕАД;
- Продажба и покупка на услуги от Булгартел ЕАД (по договори за наем) и НЕК (покупка на електрическа енергия).

Дружеството има отношение на свързано лице с директори и служители с контролни функции.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

ПОЯСНИТЕЛНИ БЕЛЕЖКИ КЪМ ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ (ПРОДЪЛЖЕНИЕ)
ЗА ГОДИНАТА, ПРИКЛЮЧВАЩА НА 31 ДЕКЕМВРИ 2009

Всички суми са представени в хиляди лева, освен ако не е посочено друго

21. Свързани лица (продължение)

Общата сума на начислените възнаграждения, включени в разходите за персонала и в разходи за социални осигуровки е , както следва:

	2009	2008
Изплатените възнаграждения на Изпълнителния директор и на СД	184	179
Социални осигуровки върху възнагражденията на Изпълнителния директор и Съвета на Директорите	9	4
	193	183

22. Задбалансови активи

Задбалансовите активи са разпределени както следва:

	Към 31 декември 2009	Към 31 декември 2008
Съхранение на природен газ в Чирен собственост на Булгаргаз ЕАД	196,193	170,059
Стопански инвентар и офис оборудване	2,422	2,572
Работно облекло	591	590
Застрахователни щети	1,622	1,673
Машини и оборудване под стойностния праг	2,415	1,711
Общо	203,243	176,605

23. Събития, настъпили след датата на отчета за финансовото състояние

От 01.01.2010 няма подписано Споразумение между Булгартрансгаз ЕАД и Булгаргаз ЕАД за извършените услуги по преноса и съхранението на природен газ. Няма издадени фактури и приходите не са осчетоводени.

С изключение на горепосоченото, не са настъпили събития след датата на отчета за финансовото състояние, които да налагат допълнителни корекции и/или оповестявания във финансовия отчет на Дружеството за годината, приключваща на 31 декември 2009.

ВЕРНО С ОРИГИНАЛА

Handwritten signature

